

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ
МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
ТЮМЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

ФИЗИКО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ

Кафедра механики многофазных систем

УДК 532.5-1/-9

На правах рукописи

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ
на тему:

**«ИССЛЕДОВАНИЕ ЭЛЕМЕНТАРНОГО ПРЕДСТАВИТЕЛЬНОГО
ОБЪЕМА В МАСШТАБЕ ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА»**

Направление *«Физика» (03.04.02) – «Техническая физика в нефтегазовых
технологиях»*

Исполнитель:
магистрант 2 курса
очной формы обучения
Жижимонтов Иван Николаевич

Научный руководитель:
к.ф.-м.н., доцент кафедры ММС ТюмГУ,
Степанов Сергей Викторович

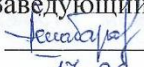
Научный консультант:
д.т.н., зав. кафедры ММС ТюмГУ, профессор,
Шабаров Александр Борисович

Тюмень, 2016

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ
МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
ТЮМЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ФИЗИКО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ
Кафедра механики многофазных систем

УДК 532.5-1/-9

На правах рукописи

Допущено к защите в ГЭК
Заведующий кафедрой ММС
 А.Б. Шабаров
17.06 2016 года


МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ
на тему:

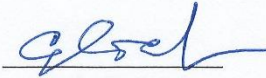
**«ИССЛЕДОВАНИЕ ЭЛЕМЕНТАРНОГО ПРЕДСТАВИТЕЛЬНОГО
ОБЪЕМА В МАСШТАБЕ ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА»**

Направление «Физика» (03.04.02) – «Техническая физика в нефтегазовых
технологиях»

Исполнитель:
магистрант 2 курса
очной формы обучения
Жижимонтов И.Н.

Научный руководитель:
к.ф.-м.н., доцент кафедры ММС ТюмГУ,
Степанов С.В.


(подпись)


(подпись)

Тюмень, 2016

АННОТАЦИЯ

Цель магистерской диссертации создание научно - методической основы для изучения влияния масштабных эффектов на фильтрационно-емкостные свойства горной породы. Актуальность работы связана с цифровыми исследованиями некондиционных образцов керна и апскейлингом полученных свойств. Для выполнения поставленных целей был разработан и реализован алгоритм стохастического воссоздания топологии порового пространства на основе кривых капиллярного давления. Было проведено исследование влияния распределения пор по размерам, корреляционных и топологических параметров, размеров образца на топологию пустотного пространства и зависимости между связанной и открытой пористостью.

Для оценки фильтрационных свойств горной породы был реализован расчет однофазного двухмерного потока несжимаемой жидкости в масштабе порового пространства. Приведены результаты численного моделирования для неокомских отложений месторождения Западной-Сибири. Исследована зависимость абсолютной проницаемости от размеров расчетной области для оценки элементарного представительного объема. Приведены примеры настройки стохастической сетевой модели на керновые исследования.

Проведено сравнение элементарного представительного объема для коэффициентов пористости и проницаемости. Даны обобщающие выводы и рекомендации по реконструкции топологии пустотного пространства.

Публикации по результатам работы:

И. Н. Жижимонтов, С. В. Степанов, А. Б. Шабаров, Исследование элементарного представительного объема в масштабе порового пространства // Труды IX школы - семинара молодых ученых «Теплофизика, теплотехника, гидрогазодинамика. Инновационные технологии» под руководством Заслуженного деятеля науки РФ, профессора А. Б. Шабарова (Тюмень, 25-27.05.2016г.) – ТюмГУ, 2016

И. Н. Жижимонтов, А. В. Мальшаков, Метод расчета коэффициентов пористости и проницаемости горных пород на основе кривых капиллярного давления // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика, июнь 2016

СОДЕРЖАНИЕ

АННОТАЦИЯ	2
ВВЕДЕНИЕ	10
1. ОБЗОР ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ	12
1.1 Горная порода	12
1.2 Фильтрационно-емкостные свойства горных пород	14
1.2.1 Коэффициент пористости	15
1.2.2 Коэффициент проницаемости	22
1.3 Уравнения для описания фильтрации поровой среды	22
1.4 Понятие элементарного представительного объема	24
1.5 Реконструкция топологии порового пространства	28
1.5.1. Сетевые модели, основанные на регулярной решетке	28
1.5.2 Сетевые модели, основанные на изображениях порового пространства	30
1.5.3 Стохастические сетевые модели нового поколения	37
1.6 Подходы для описания фильтрации на микроуровне	41
1.6.1 Система уравнений Навье-Стокса	41
1.6.2 Метод решеточных уравнений Больцмана	42
1.6.3 Гидравлический расчет в сетевых моделях	44
2. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ЭПО С ПОМОЩЬЮ ПОРОВО-СЕТЕВОЙ МОДЕЛИ	46
2.1. Восстановление топологии порового пространства через кривые капиллярного давления – стохастическая сетевая модель	46
2.2 Пример воссоздания топологии порового пространства при помощи стохастической сетевой модели	50
2.3 Тестирование метода бисопряженных градиентов	53
2.4. Перколяционные модели	57

3. РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ	58
3.1 Примеры топологии пустотного пространства для различных распределений	58
3.2 Анализ перколяционных зависимостей стохастической сетевой модели от корреляционных параметров	60
3.3 Оценка ЭПО для коэффициента пористости	63
3.4 Настройка модели на керновые исследования	65
3.5. Элементарный представительный объем для абсолютной проницаемости	67
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	68
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	70

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства

ОФП – относительные фазовые проницаемости

ЭПО – элементарный представительный объем

REV – representative elementary volume

Микро-КТ - микрокомпьютерная томография

K_p – коэффициент общей (полной, абсолютной) пористости

$K_{p \text{ откр.}}$ – коэффициент открытой (связанной) пористости

$K_{p \text{ эфф.}}$ – коэффициент эффективной пористости

K_{pr} – коэффициент абсолютной проницаемости

P_i – весовая функция для поры

T_i – весовая функция для капилляра

R_{\max} – максимальный радиус связи

СПИСОК РИСУНКОВ

1.1:	Список основных осадочных пород.	13
1.2:	Влияние естественного уплотнения пород на их пористость.	18
1.3:	Различные структуры поровых пространств обломочных пород.	19
1.4:	Кумулятивные кривые радиусов $r_{эф.Кi}$ пор полимиктовых песчаников.	21
1.5:	Полигон – распределения радиусов $r_{эф.Кi}$ пор образцов полимиктовых песчаников.	21
1.6:	Принципиальная схема экспериментальной установки Дарси для изучения течения воды через песок.	22
1.7:	Оценка элементарного представительного объема.	25
1.8:	Примеры кт-сканирования.	26
1.9:	Схема поведения ЭПО на разных масштабах неоднородности.	27
1.10:	Сопоставление трехмерного порового пространства песчаника Fontainebleau.	33
1.11:	Сетевая модель, построенная по изображению карбонатного образца.	35
1.12:	Сеть, полученная из реконструированной микроструктуры песчаника Fontainebleau, через использование алгоритма максимального шара.	36
1.13:	Структура горной породы, полученная из сетевой модели через метод конечного расширения.	37
1.14:	Стохастические сети на основе регулярной решетки.	39
2.1:	Блок-схема алгоритма для генерации стохастической сетевой модели.	48
2.2:	Поры в рассматриваемой упрощенной сетевой модели.	50
2.3:	Поры и соединяющие их поровые каналы в двухмерной стохастической сетевой модели.	53
2.4:	Алгоритм метода бисопряженных градиентов.	54

2.5:	Перепады давления в упрощенной сетевой модели.	55
3.1:	Интерфейс программы.	58
3.2:	Крупно-среднезернистый песчаник неокомских отложений месторождения Западной – Сибири .	59
3.3:	Средне-мелкозернистый песчаник.	59
3.4:	Влияние на топологию порово-сетевой модели корреляционного параметра - R_{\max} .	60
3.5:	Отношение общей и открытой пористости и топология пустотного пространства при максимальном радиусе связи 11 мкм.	61
3.6:	Отношение общей и открытой пористости и топология пустотного пространства при максимальном радиусе связи 8 мкм.	61
3.7:	Отношение общей и открытой пористости и топология пустотного пространства при максимальном радиусе связи 5 мкм.	62
3.8:	Среднеквадратичное отклонение открытой и связанной пористости от максимального радиуса связи.	62
3.9:	Зависимость пористости от размеров расчетной области для различных реализаций стохастической сетевой модели.	64
3.10:	Зависимость абсолютной проницаемости от размера расчетной области и настроечных параметров.	66
3.11:	Зависимость абсолютной проницаемости от размеров расчетной области для различных реализаций стохастической сетевой модели.	67

СПИСОК ТАБЛИЦ

1.1: Размерность параметров уравнения Дарси в разных системах единиц.	23
2.1: Поровая информация в упрощенной двухмерной сетевой модели.	51
2.2: Капиллярная информация в упрощенной 2D сетевой модели.	52
2.3: Отсортированная капиллярная информация.	52
2.4: Сравнение результатов расчета аналитического решения и метода бисопряженных градиентов.	56
2.5: Проводимости и скорости потока для оценки материального баланса.	56
3.1: Выборка для оценки коэффициента пористости полной модели.	63

ВВЕДЕНИЕ

В основе подсчета запасов, построения геологических и гидродинамических моделей, выбора оптимальных технологий разработки месторождений лежат петрофизические зависимости, основанные на традиционных (стандартных) исследованиях кондиционных образцов керна. Традиционные эксперименты по исследованию керна позволяют получать макроскопические свойства, такие как: коэффициенты пористости (общая, открытая, и т.д.), коэффициенты проницаемости (абсолютная, фазовая проницаемость и относительные фазовые проницаемости), кривые капиллярного давления и др. Однако эти исследования имеют ограниченную область применения и требуют существенных денежных и временных затрат. Помимо этого зачастую мы имеем недостаточное количество представительных керновых исследований для создания реальной физической картины исследуемого объекта. Расширение статистической информации о пластах возможны за счет вовлечения некондиционных образцов керна, исследований которых невозможно стандартными методами.

Потенциальные объекты применения:

- объекты с ограниченным количеством кондиционного керна (шельфовые месторождения – в связи с большой стоимостью мероприятий по отбору керна; сложные фациальные обстановки осадконакопления; старые месторождения);
- неконсолидированные коллектора;
- низкопроницаемые коллектора;
- коллектора, где планируются применения МУН (для качественного понимания эффективности МУН, результаты исследования должны быть получены в идентичных условиях, т.е. на одних и тех же физических моделях пласта).

Некондиционный керн предлагается исследовать при помощи цифровых технологий. Например, компьютерная томография маленьких образцов керна, размером в несколько миллиметров. Следует учесть, что масштабы исследуемого объекта отличаются от традиционных образцов керна и дальнейшая процедура укрупнения масштаба рассмотрения может привести к серьезным ошибкам при моделировании. Поэтому в этой работе был исследован критерий оценки корректности данной процедуры – элементарный представительный объем.

Данная магистерская диссертация представляет научно-методическую основу для изучения влияния масштабных эффектов на фильтрационно-емкостные свойства горных пород. Исследуется элементарный представительный объем и корректность апскейлинга фильтрационно-емкостных свойств, полученных из сетевых моделей, на масштаб керна - скважины - месторождения.

В главе 1 приведен подробный обзор литературы и научных трудов о горной породе, фильтрационно-емкостных свойствах пористой среды, уравнениях для описания фильтрации, а также о мировом опыте реконструкции топологии порового пространства и создания сетевых моделей.

Глава 2 посвящена постановке задач и используемым в работе алгоритмам. Также в этой главе рассмотрены примеры упрощенных сетевых моделей и корректность применяемых методик.

В главе 3 приводятся результаты расчетов, анализируются полученные графики и зависимости.

В заключении обобщаются результаты и приводятся выводы и рекомендации к дальнейшим исследованиям.

Глава 1

ОБЗОР ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ

1.1. Горная порода

Горная порода – это природная совокупность минералов более или менее постоянного минералогического состава, образующая самостоятельное тело в земной коре. Минералы определяются здесь как встречающиеся в природе химическими элементами или соединения, образовавшиеся в результате неорганических процессов. Геологический материал, слагающий горную породу, образует пространственную сеть сообщающихся между собой пор, способных аккумулировать флюиды и обеспечивать их подвижность в границах залежи.

Горные породы делятся на три группы: осадочные, изверженные (магматические) и метаморфические. Осадочные породы возникают в результате преобразования в термических условиях поверхностной части земной коры осадков, представляющих собой выпавшие механическим или химическим путем продукты разрушения более древних пород, изверженных вулканов, жизнедеятельности организмов и растений. На рис. 1.1 приведен список основных осадочных пород.

Анализ показывает, что около 60% запасов нефти в мире приурочено к песчаным пластам и песчаникам, 39% - к карбонатным отложениям, 1% - к выветренным метаморфическим и изверженным породам. Следовательно, породы осадочного происхождения – основные коллекторы нефти и газа.

Осадочные породы

Механизм (формирования)	Порода	Состав
Механическое выветривание	Песчаник	Кварцевый – кварцевые зерна, дельтовый по происхождению Аркозовый – 20 % и более зерен полевых шпатов Граувакковый – плохо отсортированные зерна других пород с полевым шпатом и глиной Известняковый – обломки известняка
	Рыхлый песчаник	Обломочный материал – плохо сцементированные зерна разных пород
	Неконсолидированный песок	Обломочный материал – несвязанные зерна разных пород
	Алевролит	Обломочный материал – уплотненные, сцементированные, мелкозернистые обломки с размером зерен меньше 1/16 мм
	Конгломерат	Гравий и галька, сцементированные илом и тонкозернистым песком
Химическое выветривание	Глинистый сланец	Глинистые частицы – уплотненные тонкозернистые частицы размером меньше 1/256 мм. Обычно тонкослоистый, с явно выраженными горизонтальными плоскостями напластования. Битуминозный глинистый сланец содержит органическое вещество (кероген).
	Эвапориты	Соли и некоторые известняки – Гипс ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$) – Ангидрит (CaSO_4) – Кремнистый сланец (SiO_2) – Галит (NaCl) – Известняк (CaCO_3)
	Доломит	Карбонат, часто образуется из известняка в результате химических реакций ($\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$)
	Известняк	Карбонат, химическое осаждение кальция в виде CaCO_3
Биогенное накопление	Рифы	Карбонаты – окаменелые остатки морских организмов
	Диатомит	Силикаты – силикатные остатки микроскопических растений

Рис. 1.1 - Список основных осадочных пород из [1, с. 4].

Большинство нефтяных и газовых месторождений приурочены к породам-коллекторам трех типов – гранулярным, трещиноватым и смешанного строения. К первому типу относятся песчано-алевритовые породы, поровое пространство которых состоит из межзерновых полостей. Подобным строением характеризуются также некоторые пласты известняков и доломитов. В трещиноватых коллекторах поровое пространство представлено системой трещин. На практике чаще всего встречаются трещиноватые коллектора смешанного типа, поровое пространство которых включает как систему трещин, так и поровое пространство.

2.2. Фильтрационно-емкостные свойства горных пород

Природа и внутреннее строение породы-коллектора определяют количество флюида, которое может вместить ее пустотное пространство, способность породы фильтровать этот флюид, а также другие связанные с этим физические свойства. Пустотное пространство породы называется пористостью, а способность породы пропускать через себя флюиды называется проницаемостью.

Структура осадочных пород, а значит и их ФЕС, в значительной мере определяется формой и окатанностью зерен, их размером, сортированностью, ориентацией и упаковкой, а также химическим составом зерен. Комплексное изучение этих параметров позволяет получать информацию о диагенетических и катагенетических процессах и о механизмах, действовавших во время транспортировки и отложения осадочного материала и уплотнения и деформации осадков. В некоторых случаях по структуре породы можно судить о ее пористости и проницаемости. Например, мелкозернистые песчаники со слабо отсортированными угловатыми зернами обычно имеют меньшую пористость, чем песчаники, сложенные крупными, хорошо отсортированными зернами [1, с. 83]. Изменения проницаемости можно прогнозировать исходя из изменений

размера и формы частиц, а также из распределения поровых каналов в породе.

1.2.1 Коэффициент пористости

Песчаные зерна и частицы карбонатного материала, слагающие песчаные и известняковые коллекторы, никогда не прилегают друг к другу идеально из-за сильно выраженной неправильности их формы. Пустотное пространство горной породы заполнено флюидом. Пористость породы-коллектора определяется как отношение объема пустот к общему объему породы. Математически это может быть выражено следующим образом:

$$K_p = \frac{V_{\text{образца}} - V_{\text{зерен}}}{V_{\text{образца}}} = \frac{V_{\text{пор}}}{V_b}, \quad (1.1)$$

где: K_p – пористость, доли единицы;

$V_{\text{образца}}$ – суммарный объем породы, м^3 ;

$V_{\text{зерен}}$ – объем зерен, м^3 ;

$V_{\text{пор}}$ – объем пор, м^3 .

Согласно этому определению пористость породы может принимать любое значение от нуля до единицы, но в реальности для большинства осадочных пород, как правило, меньше 50%.

Факторы, определяющие величину пористости:

- однородность зерен по размеру;
- степень цементации или консолидации;
- степень уплотнения во время и после отложения осадка;
- способ упаковки.

По своему происхождению поры можно разделить на первичные и вторичные. Первичные поры возникают при образовании породы и

изменяются при ее уплотнении, цементации, метаморфизации. Первичные – это структурные поры между гранулами обломочных пород, межкристаллические поры плотных магматических, метаморфических, осадочных пород. Вторичные поры – каверны, трещины и каналы в теле породы, образованные при растворении, выветривании, кристаллизации, перекристаллизации, доломитизации известняков, тектонических и биохимических процессах.

Пустотное пространство горной породы представляет систему сложно сплетенных между собой поровых каналов, размеры которых могут существенно варьироваться.

Поровые каналы нефтяных пластов условно подразделяются на три группы:

- субкапиллярные - размер пор $< 0,0002$ мм, практически непроницаемые: глины, глинистые сланцы, эвапориты (соль, гипс, ангидрит);
- капиллярные - размер пор от $0,0002$ до $0,5$ мм;
- сверхкапиллярные - размер пор $> 0,5$ мм.

По крупным (сверхкапиллярным) каналам и порам движение нефти, воды, газа происходит свободно, а по капиллярам – при значительном участии капиллярных сил.

В субкапиллярных каналах жидкость удерживается межмолекулярными силами (силами притяжения стенок каналов), поэтому практически никакого движения не происходит.

Породы, поры которых представлены в основном субкапиллярными каналами, независимо от пористости практически непроницаемы для жидкостей и газов (глины, глинистые сланцы).

По форме поры горной породы могут быть: близкими к ромбоэдральным (у хорошо отсортированных рыхлых пород, окатанных обломочных пород), близким к тетраэдрическим (у тех же, но уплотненных

пород), в виде расширяющихся и сужающихся канальцев неправильной формы (у обломочных образований), трещиноватые (у скальных магматических, метаморфических, плотных осадочных пород), кавернозные (у карбонатных разностей и гипсов), пузырьчатые (у магматических), ячеистые (известковые и кремнистые туфы), соответствующие по форме кристаллам плотных магматических, метаморфических осадочных пород [2,с.14-15].

Помимо общей (полной) пористости, определение которой было дано формулой 2.1, различают также связанную и эффективную пористость.

Открытая (связанная, сообщающаяся) пористость ($K_{п\text{ откр.}}$) эквивалентна объему сообщающихся ($V_{\text{сообщ. пор}}$) между собой пор.

$$K_{п\text{ откр.}} = \frac{\sum V_{\text{сообщ. пор}}}{V_{\text{образца}}}, \quad (1.2)$$

Коэффициент эффективной пористости ($K_{п\text{ эфф.}}$) оценивает поток флюида в породе, и зависит от объема пор ($V_{\text{пор филтр.}}$), через которые идёт фильтрация.

$$K_{п\text{ эфф.}} = \frac{\sum V_{\text{пор филтр.}}}{V_{\text{образца}}}, \quad (1.3)$$

Для зернистых пород, содержащих малое или среднее количество цементирующего материала, общая и эффективная пористость примерно равны. Для пород, содержащих большое количество цемента, между эффективной и общей пористостью наблюдается существенное различие.

Для коэффициентов пористости всегда выполняется соотношение:

$$K_{п} > K_{п\text{ откр.}} > K_{п\text{ эфф.}} \quad (1.4)$$

Также пористость зависит от глубины залегания образцов. На рис. 1.2 показано влияние естественного уплотнения породы на пористость.

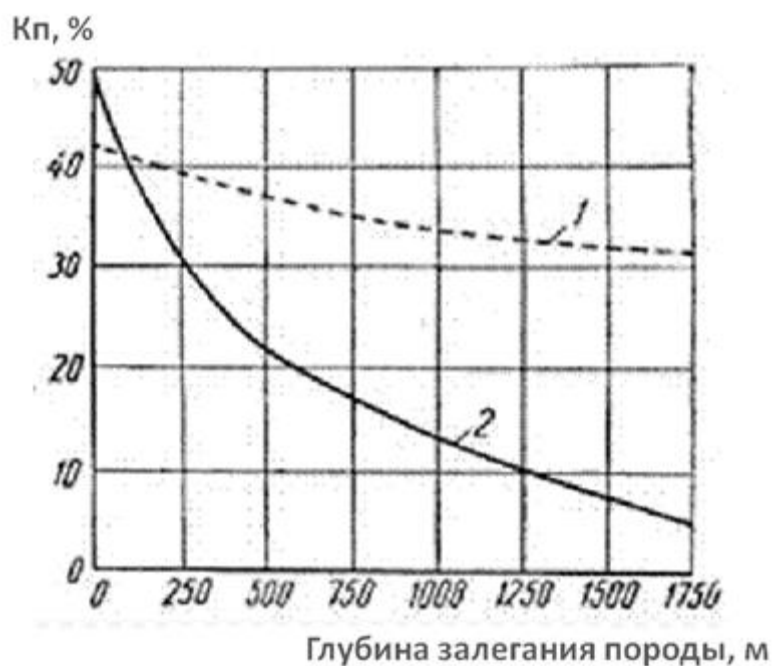


Рис. 1.2 - Влияние естественного уплотнения пород на их пористость: 1. — песчаники, 2. — глины.

Реальные горные породы имеют сложное строение пустотного пространства, обусловленное различной формой и размером частиц, что в свою очередь приводит к образованию поровых каналов с резко изменяющимися диаметрами и направлениями. У различных типов пород разные поры находятся в неодинаковых соотношениях в поровом пространстве; также поры неодинаково распределяются в объеме пород. Также влияние на пустотное пространство оказывает происхождение пор, тип цемента и многое другое.

Например, у трещинно-кавернозных известняков и доломитов между кристалликами твердой фазы под микроскопом видны первичные микропоры, равномерно распределенные по его объему; их суммарный объем составляет относительно небольшую часть объема всех пор. Вторичные поры этих пород — трещины и каверны имеют субкапиллярные, капиллярные и сверхкапиллярные размеры. Часто каверны резко отличны по эффективным диаметрам, закрыты или открыты, неравномерно распределены по объёму отдельных разностей пород; их общий объем нередко составляет

значительную долю порового пространства рассматриваемых пород. Различны также раскрытость, длина параллельных или перекрещивающихся трещин; их доля в поровом пространстве невелика.

Структура поровых пространств обломочных пород с хорошо отсортированными, окатанными и слабо сцементированными зернами намного проще по сравнению с описанными выше породами. Однако эта структура далеко не одинакова (рис 1.3).

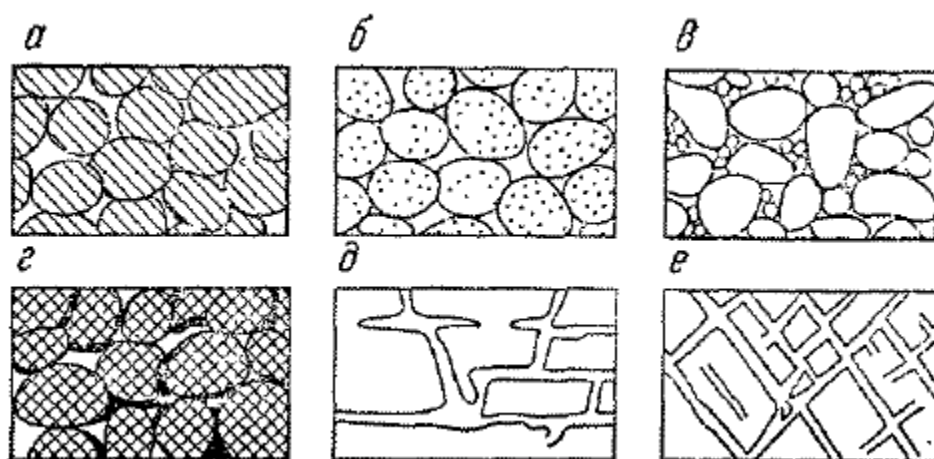


Рис. 1.3. Различные структуры поровых пространств обломочных пород:

а – высокопористые с хорошо окатанными и отсортированными зернами;

б – очень высокопористые с хорошо окатанными отсортированными и

пористыми зернами; в – низкопористые с плохо окатанными и

отсортированными зернами; г – пониженной пористости с хорошо

откатанными отсортированными, но сцементированными зернами;

д – с порами растворения; е – с трещиноватой пористостью

(по О. Е. Мейнцеру)

Структура порового пространства пород распознается визуально при помощи микроскопов. Ее оценивают по глинистости пород, поровому составу, удельной поверхности, среднему эффективному и модальному радиусу пор, удельному объему всех, открытых и эффективных пор в породе.

Распределение пор по размеру – важнейшая структурная характеристика пород, которая определяет совокупность концентраций

различных по эффективному диаметру пор. Концентрация определённых по размеру пор выражается в долях объема всех пор породы. Поровый состав нецементированных обломочных пород в основном зависит от их гранулометрического состава.

Поровый состав пород в значительной степени определяет многие другие петрофизические величины: коэффициенты проницаемости, удельные электропроводности, электрохимические и γ -активности и др. [2, с.19].

Поровый состав изучают способами капиллярного вдавливания ртути (ртутная порометрия), вытеснения воды (водяная порометрия), капиллярной конденсации, адсорбции, оптическими способами с капиллярной пропиткой образца люминофором, электронно-микроскопическими и др. В результате этих исследований получают порограммы – кривые распределения пор образца по размерам, характеризующие его поровый состав. Они служат для расчета медианного, среднего и модального значения эффективных диаметров (или радиусов) пор.

Поровый состав характеризует интегральная (кумулята) и дифференциальная (полигон) порограмма (рис. 1.4,1.5). По оси абсцисс кумуляты отложены эффективные радиусы пор, а по оси ординат отрезки, длины которых пропорциональны накопленным частотам тех или иных долевых содержаний $V_{\text{пор до } r_{\text{эф.}Ki}} / V_{\text{пор}}$ и $V_{\text{пор до } d_{\text{эф.}Ki}} / V_{\text{пор}}$ до эффективного радиуса капилляра $r_{\text{эф.}Ki}$ (или диаметра $d_{\text{эф.}Ki}$). По оси абсцисс полигона откладывается также эффективный радиус $r_{\text{эф.}Ki}$, а по оси ординат их долевые содержания $V_{\text{пор до } r_{\text{эф.}Ki}} / V_{\text{пор}}$, соответствующих каждому из определяющихся радиусов (или диаметров) [2,с.20].

Только сочетание адсорбционного, капиллярно-конденсационного, ртутно-порометрического, электронно-микроскопического, а в ряде случаев также рентгеновского и спектрального способов позволяют достаточно полно охарактеризовать строение порового пространства, а также проследить за изменением его структуры на всех стадиях существования пород.

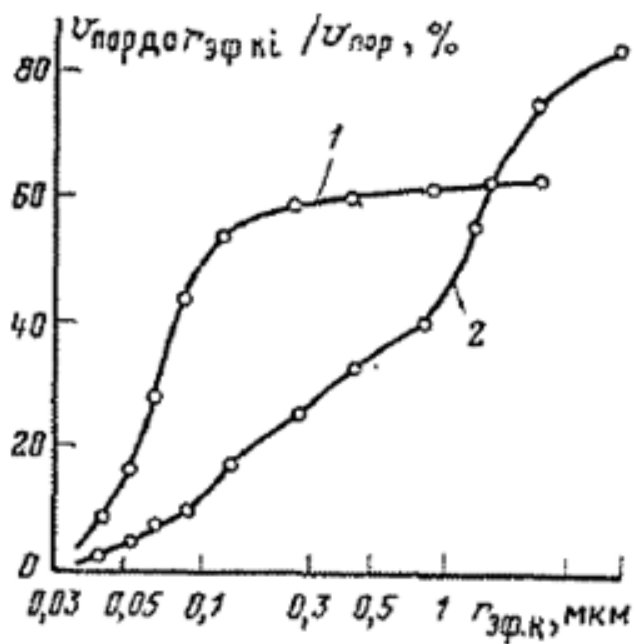


Рис. 1.4 - Кумулятивные кривые радиусов $r_{эф.кi}$ пор полимиктовых песчаников. 1) $K_{п}=27.8\%$, $K_{пр}=0.8$ мД; 2) $K_{п}=24.6\%$, $K_{пр}=333$ мД.

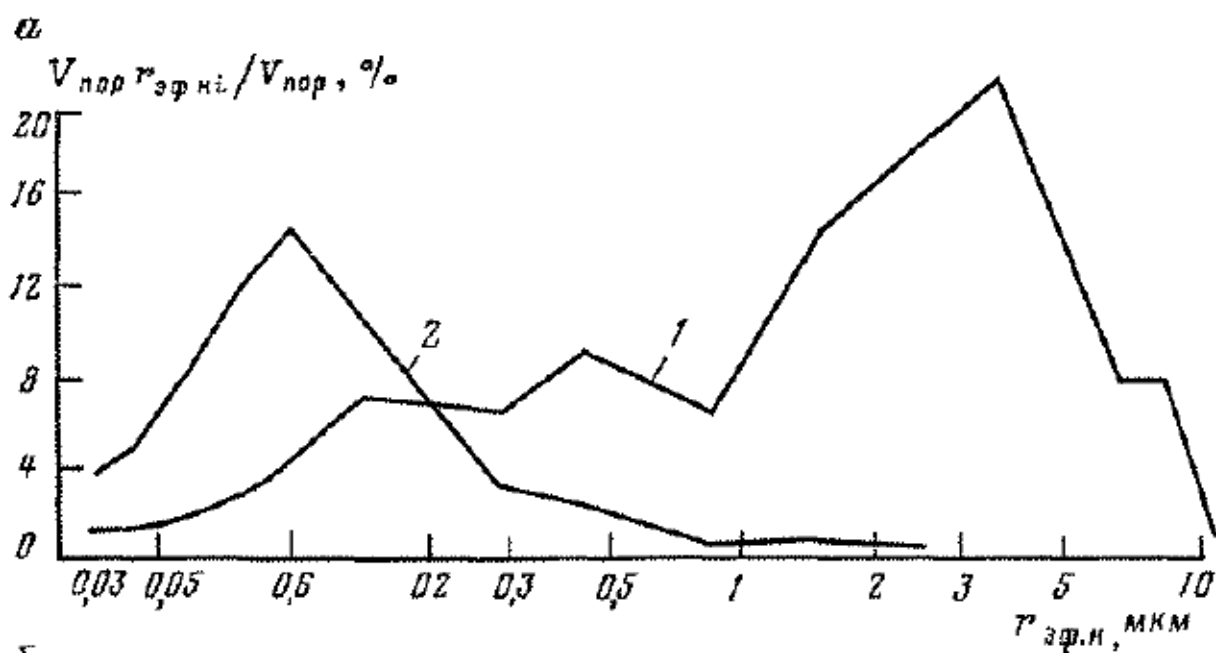


Рис. 1.5 - Полигон – распределения радиусов $r_{эф.кi}$ пор образцов полимиктовых песчаников. 1) $K_{п}=24.6\%$, $K_{пр}=333$ мД; 2) $K_{п}=27.8\%$, $K_{пр}=0.8$ мД.

1.2.1 Коэффициент проницаемости

Проницаемость – это фильтрационный параметр горной породы, характеризующий ее способность пропускать через себя флюид при перепаде давления.

Абсолютно непроницаемых тел в природе нет. При сверхвысоких давлениях все горные породы проницаемы. Однако при сравнительно небольших перепадах давления в нефтяных пластах многие породы в результате незначительных размеров пор оказываются практически непроницаемыми для жидкостей и газов. Например, хорошо проницаемыми породами являются: пески, песчаники, доломиты и т.д. К плохо проницаемым относятся глины, глинистые сланцы, мергели, песчаники, с обилием глинистой цементации. Для оценки проницаемости горных пород обычно пользуются линейным законом фильтрации Дарси.

1.3. Уравнения для описания фильтрации поровой среды

А. Дарси в 1856 году, изучая течение воды через песчаный фильтр (рис. 1.6), установил зависимость скорости фильтрации жидкости от градиента давления.

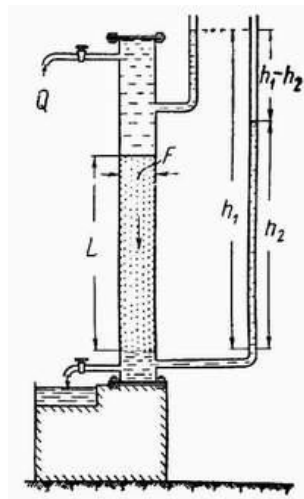


Рис. 1.6 - Принципиальная схема экспериментальной установки Дарси для изучения течения флюида через пористую среду.

Согласно уравнению Дарси, скорость фильтрации флюида в пористой среде пропорциональна градиенту давления:

$$Q = k \cdot F \cdot \frac{\Delta P}{L \cdot \mu}, \quad (1.5)$$

где Q – объёмный расход;

F – площадь сечения, $F = \pi d^2/4$;

L – длина фильтра;

μ – вязкость;

k – коэффициент пропорциональности.

В этом уравнении способность породы пропускать жидкости и газы характеризуется коэффициентом пропорциональности k (1.5), который называется коэффициентом проницаемости ($k_{пр}$).

Размерность коэффициента проницаемости (система СИ) вытекает из уравнения (1.5):

Таблица 1.1.

Размерность параметров уравнения Дарси в разных системах единиц

Параметры уравнения	Размерность		
	СИ	СГС	НПГ
Объёмный дебит, Q	м ³ / с	см ³ / с	см ³ / с
Площадь поперечного сечения фильтра, F	м ²	см ²	см ²
Длина фильтра, L	м	см	см
Перепад давления, ΔP	Па	дн / см ²	атм

Вязкость жидкости, μ	мПа · с	дн · с / см ²	спз (сантипуаз)
Коэффициент проницаемости	м ²	см ²	Д (дарси)

$$1 \text{ дарси} = 1,02 \times 10^{-8} \text{ см}^2 = 1,02 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2 = 1,02 \text{ мкм}^2 \approx 1 \text{ мкм}^2.$$

Пористая среда имеет проницаемость 1 дарси, если при однофазной фильтрации жидкости вязкостью 1 спз (сантипуаз) при ламинарном режиме фильтрации через сечение образца площадью 1 см² и перепаде давления 1 атм., расход жидкости на 1 см длины породы составляет 1 см³/сек.

Физический смысл размерности проницаемости – это величина площади сечения каналов пористой среды, через которые идет фильтрация.

Приведённое выше уравнение (1.5) справедливо при условии движения несжимаемой жидкости по линейному закону Дарси.

Исследованию применимости закона Дарси посвящено большое количество научных работ. В процессе было установлено, что закон Дарси имеет верхнюю и нижнюю границу применимости. Верхняя граница применимости закона Дарси определяется группой причин, связанных с проявлением инерционных сил при высоких скоростях фильтрации. Нижняя граница определяется проявлением неньютоновских реологических свойств жидкости, ее взаимодействием с твердым скелетом пористой среды при достаточно малых скоростях фильтрации [3, с. 365]

1.4 Понятие элементарного представительного объема

В природных условиях продуктивные коллектора углеводородного сырья редко бывают однородными, т.е. такими, что их фильтрационно-емкостные свойства одинаковы для всего пласта. Неоднородности горных пород связаны с большим количеством факторов определяющих пористую среду (см. пункт 1.2). Неоднородности среды имеют масштабы,

отличающиеся друг от друга на порядок, и существенно влияющие на направление потоков в породе.

В работе исследуется критерий, впервые введенный в статье [4], элементарный представительный объем (ЭПО, от англ.: representative elementary volume - REV), описывающий объем рассмотрения, включающий все характерные особенности среды. В литературе показано, что с одной стороны ЭПО должен быть достаточно мал по сравнению с размерами пористого тела, чтобы обеспечивать допустимую погрешность при аппроксимации дифференциального объема фиктивной сплошной среды. С другой стороны, он должен быть достаточно велик, чтобы при осреднении обеспечивать такие же макроскопические характеристики, что и пористая среда в целом с заданным уровнем доверительной вероятности [5].

В работах [6,7] приведены исследования образцов с размерами меньше элементарного представительного объема, что привело к существенным проблемам при распространении измеренных свойств на большие масштабы.

На практике оценить ЭПО можно анализируя зависимость измеряемого параметра (например, коэффициенты пористости или проницаемости) от размеров образца (рис. 1.7).

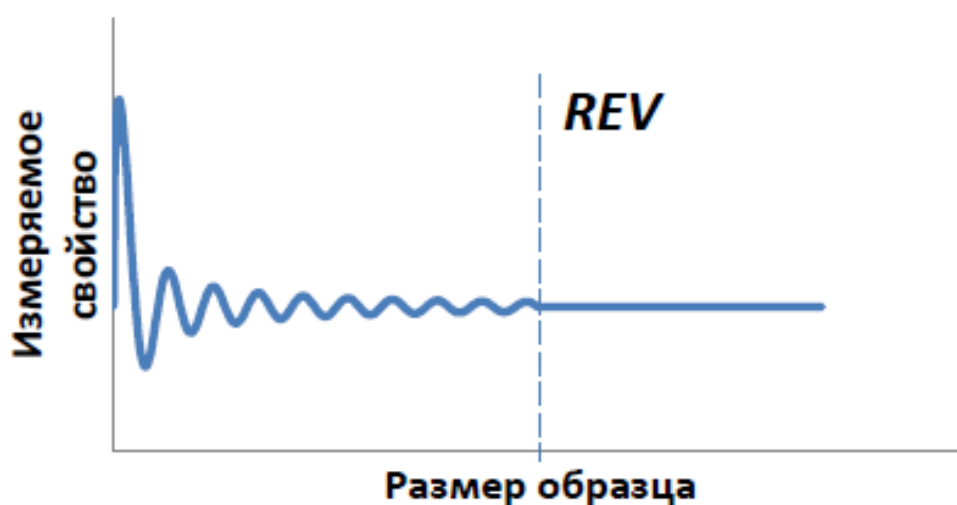


Рис. 1.7 - Оценка элементарного представительного объема [4].

Варьируя размеры образца на масштабах, сравнимых с размерами неоднородностей среды, флуктуации измеряемого свойства будут заметными, однако при увеличении масштаба они минимизируются. Размер, при котором флуктуации становятся минимальными, принимается за ЭПО [8]. Такая методика применялась к зависимостям абсолютной проницаемости в работах [9,10], в данной работе воспользуемся данным подходом для оценки элементарного представительного объема для коэффициентов пористости и проницаемости.

Подобный эксперимент на реальных образцах керна довольно сложен, однако измерения возможно провести при помощи прямого численного моделирования. Современные высокоточные методы объемной томографии позволяют получать подробную трехмерную картину порового пространства, а также строить схему распределения различных фаз и литотипов, давать оценки физических и петрофизических свойств породы, оценивать открытую, закрытую и эффективную пористость и др. (рис. 1.8).

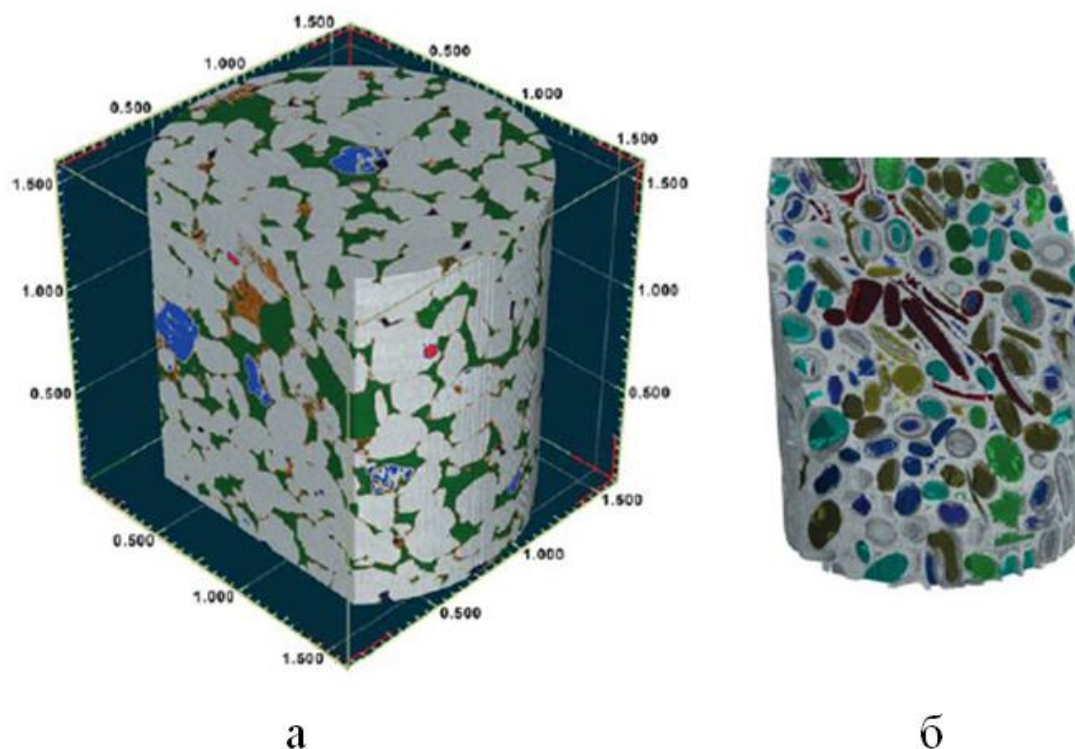


Рис. 1.8 - Примеры кт-сканирования из [11].

На рис. 1.8 а) изображена схема распределения различных фаз и литотипов в образце породы-коллектора «песчаник» (Bentheimer sandstone), диаметр образца 5 мм, размер вокселя 1мкм; б) анализ пористости оолитического карбоната, диаметр 5 мм, размер вокселя 6 мкм. Размер пор визуализирован при помощи цветового кода (малые поры - синий, большие поры – красные).

Измеряемые свойства будут почти постоянными лишь на некотором интервале изменения размеров, при переходе к новому масштабу неоднородностей флуктуации измеряемого свойства снова будут заметны (рис. 1.9).

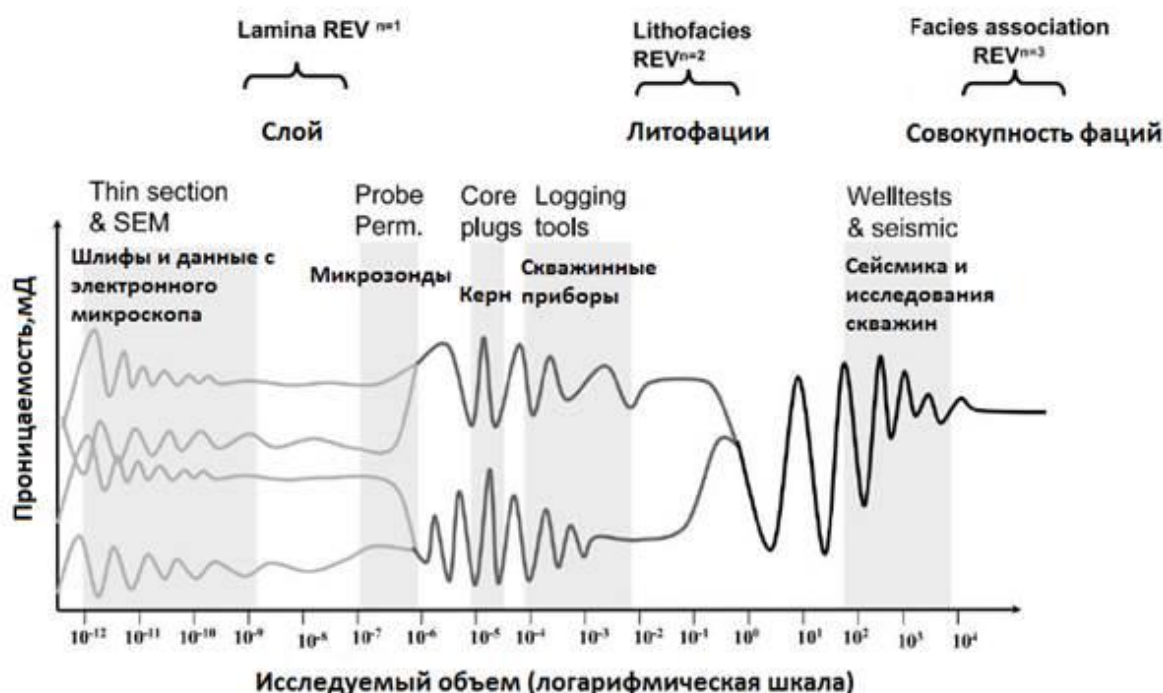


Рис. 1.9 - Схема поведения ЭПО на разных масштабах неоднородности из [12].

Также возможны ситуации, когда ЭПО отсутствует. Это актуально для месторождений с разломом, длина которого сопоставима с размерами резервуара [13], либо наличие трещин длиной сотни метров и более [14]. Такие случаи в работе не исследуются. Таким образом, оценка ЭПО (даже безуспешная), может помочь с выбором модели рассматриваемого объекта.

1.5. Реконструкция топологии порового пространства

Процесс преобразования данных о пористой среде в численную модель, пригодную впоследствии для расчета фильтрации, называется восстановлением или реконструкцией порового пространства. В преобладающем большинстве случаев именно топология пустотного пространства определяет макроскопических параметры исследуемой среды. Существуют различные подходы для восстановления топологии реальных пористых сред, в данном параграфе представлен обзор таких методик.

1.5.1. Сетевые модели, основанные на регулярной решетке

Сетевые модели могут быть построены с обычной квадратной решетки с координационным числом $z = 4$, кубической решетки с числом $z = 6$, кубической, близко расположенной гексагональной упаковке с числом $z = 12$. Геометрические параметры полученной модели могут быть настроены в соответствии с имеющимися экспериментальными данными, такими как ртутная капиллярметрия, данные по капиллярному давлению. Топологическая информация может быть изменена путем удаления капилляров/каналов случайным образом. Это приводит к снижению координационного числа z , для достижения желаемого значения координационного числа, и в результате через модель можно просчитать пространственные некоррелированные размеры пор и капилляров [15 - 17].

Fischer и др. [18] настроили регулярную кубическую решетку так, чтобы она соответствовала данным по капиллярному давлению и насыщению для переупакованных и ненарушенных пород. Они использовали такую модель для прогнозирования относительной и абсолютной проницаемостей. Для консолидированных пористых сред предсказанная относительная проницаемость по воде не всегда хорошо совпадала с экспериментальными данными. Для неконсолидированных пород прогнозирование было на низком уровне.

В то время как Fischer и др. [18] настраивали регулярную решетку для соответствия с экспериментальными данными, Dixit и др. [19] случайным образом разместили цилиндрические капилляры на кубической решётке с порами и создали сеть с нужным координационным числом. Затем они использовали полученную сеть для изучения эффектов влияния смачиваемости на фильтрацию нефти. Некоторые авторы [20 - 22] также использовали измененную регулярную решетку для прогноза макроскопических свойств с разной степенью успеха и точностью.

Хотя регулярные решетки могут быть настроены так, чтобы соответствовать желаемым экспериментальным данным или координационному числу, но они все равно имеют много ограничений. Во-первых, поры и капилляры, в большинстве случаев, должны быть цилиндрической формы и, следовательно, могут содержать только одну фазу. Тем не менее, Lenormand и др. [23] показали в своих микромоделных экспериментах, что в порах и капиллярах с грубыми и угловатыми поперечными сечениями, фаза смачивания находится в щелях и углах, а несмачиваемая фаза находится в центре.

Во-вторых, в то время как размеры пор и капилляров являются пространственно-некоррелированными в большинстве обычных моделей, на основе решетки, Jerauld и Salter [24] показали, что корреляция между размерами соседних пор и капилляров влияет на форму относительных кривых проницаемости. Пространственные корреляции порового пространства также имеют большое влияние на пропитку капиллярного давления и кривые относительной проницаемости [25]. Knackstedt и др. [26] также показали, что существуют неоднородности коррелированные до порового масштаба, и показали, что даже мелкомасштабные корреляции оказывают большое влияние на структуру жидкостных кластеров и остаточные насыщенности.

Наконец, реальное поровое пространство не имеет регулярную топологию. Оно имеет случайную топологию с широким распределением координационных чисел [16, 27]. Даже когда желаемое среднее значение координационного числа было достигнуто, путем случайного удаления капилляров из сети или сеть была настроена так, чтобы соответствовать конкретным экспериментальным результатам, случайное удаление или процесс согласования, как правило, не является уникальным. Не хватает существенной особенности порового пространства, например, местной и пространственной корреляции, а также распределения координационного числа. Следовательно, пространственно-коррелированные сети с реалистичной геометрией и топологией извлекаются из изображений порового пространства. Различные методы могут быть использованы для получения или реконструкции изображения порового пространства.

1.5.2 Сетевые модели, основанные на изображениях порового пространства

Трехмерное изображение порового пространства реальной пористой среды может быть извлечено через стохастическую реконструкцию, путем использования статистических методов с информацией, полученной благодаря анализу 2D шлифов, рентген микро-томографии и процессах, основанных на реконструкции.

3D изображения могут быть стохастически реконструированы через информацию, полученную путем анализа 2D шлифов с использованием статистических методов на основе усеченного гауссового случайного поля. Геометрические свойства, такие как функции корреляции одной точки (пористость) и двух точечная корреляционная функция (вероятность нахождения двух точек, находящихся на определенном расстоянии в пределах той же фазы) измеряется на первоначальном поровом пространстве (2D шлифы), что можно сравнить с результатами, полученными по восстановленному 3D-изображению. Adler и др [28, 29], создали фиктивные

песчаники Fontainebleau, которые обладали одними и теми же свойствами, такими как и в реальности, где предсказанные проницаемости были определены в соответствии с экспериментальными данными. Тем не менее, одно- и двух- точечные корреляционные функции являются недостаточными для того, чтобы использовать топологическую информацию пористых сред, нуждающихся в прогнозировании многофазных свойств.

Okabe и Blunt [30, 31] получили объемные изображения с помощью многоточечной статистики, которая основана на двумерных шлифах. Их метод предсказал дальнейшего подключения соединения, которое измеряется с помощью локальных вероятностей протекания для структур, что работает лучше, чем стандартные статистические методы двух точек. Они применили метод к песчанику Berea и карбонатным образцам. Прогнозируемая проницаемость на реконструированной микроструктуре хорошо согласовалась с экспериментальным значением для песчаника Berea, но для карбоната была завышена в 3 раза [31].

Микрорентгеновская компьютерная томография может быть использована для получения трехмерных изображений с разрешением в несколько микрон. Данный подход не разрушает образец и дает прямое трёхмерное изображение. Используя синхротронный рентгеновский источник, Dunsmuir и др. [32] получали трехмерные структуры песчаников Berea с разрешением от 10 до 3 мкм и исследовали течения в полученных изображениях. Arns и др. [33] извлекали изображение кавернозной карбонатной породы с помощью микрорентгеновской томографии высокого разрешения. Были получены оцифрованные томографические изображения в поровом масштабе, морфология и петрофизические свойства непосредственно в самом высоком разрешении, а также была вычислена проницаемость, которая хорошо согласовалась с экспериментальными данными. В последнее время, Dong и др. [34] извлекали изображения плохо консолидированного песчаника и кавернозного карбоната с помощью рентгеновской микротомографии и подтвердили извлеченный

топологический эквивалент сети через сравнение с сетями, полученными другими способами. Однако из-за высокой стоимости, синхротронное микротомографическое сканирование (КТ) - не рутинный метод для промышленного применения и анализа зерна.

Использование геологически реалистичных сетей, созданных на основе реальных пористых сред, было открыто Bryant и др. [35 - 37]. Начиная с плотной случайной упаковки сферы, они моделировали уплотнения уменьшения суммарного объема упаковки благодаря перемещению центров сфер ближе друг к другу в вертикальном направлении, что позволяет создать перекрытие сфер и увеличить радиус зерна без перемещения центров зерен. Затем они извлекали сетевые модели, которые сохранили топологию и геометрию порового пространства от этих структур. Они успешно предсказали тренд поведения проницаемости к пористости для песчаника Fontainebleau и показали, что пространственная корреляция в распределении пор по размерам имеет важное значение для правильного прогнозирования. Основным недостатком способа являлось то, что сети были получены из пачки одинакового размера сфер, что не позволяет применять методику к сложным песчаникам.

Øren и др. [38 - 42] распространили метод, основанный на реконструкции, содержащий сферы различных размеров в упаковке. Они использовали петрографическую информацию, полученную из изображений шлифов фактического песчаника в стохастической модели, описывающей седиментацию, уплотнение и диагенез аналогичным образом, как Bryant и др. Они сравнили реконструированную микроструктуру песчаника Fontainebleau с микротомографическим изображением реальных песчаников, как показано на рис. 1.10. Было показано, что реконструкция, основанная на изображениях, адекватно воспроизводит важные внутренние свойства фактического песчаника [43]. Также было выявлено, что статистическая реконструкция песчаника Fontainebleau соответствует пористости, и две точки корреляционной функции сильно отличались от фактического песчаника с его свойствами [43, 44]. Реконструированная микроструктура

была преобразована в топологически эквивалентную сеть, которая была использована непосредственно в качестве входных данных в сетевую модель.

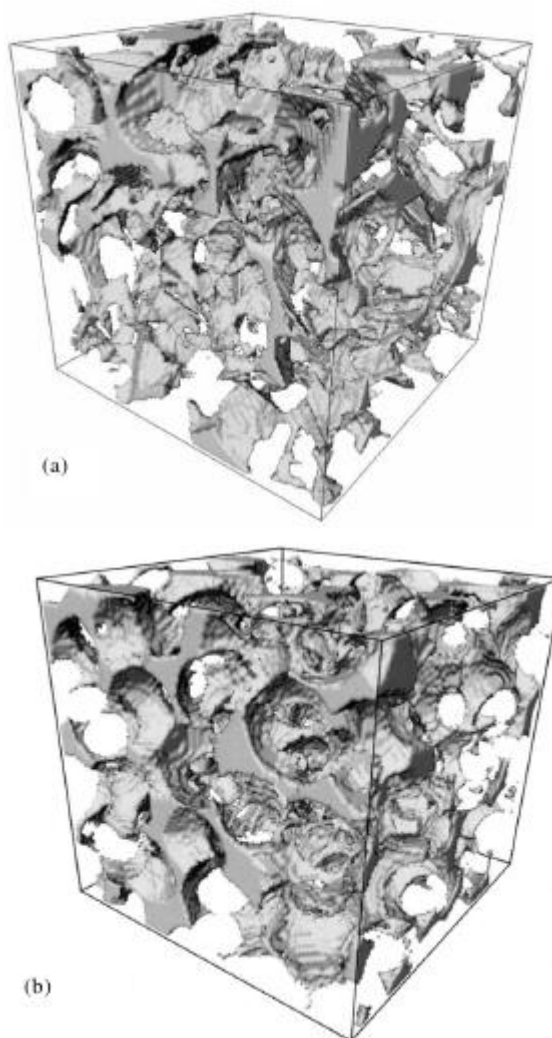


Рис. 1.10 - Сопоставление трехмерного порового пространства песчаника Fontainebleau (а) на снимках с микро-КТ и (б) реконструкция, основанная на изображениях.

В то время как в методе реконструкции Bryant и др. использовали упаковку равных сфер, Øren и др. в качестве основы работали со сферами различных размеров, Pillotti [45] был предложен метод, который позволяет производить реконструкцию обломочных пористых сред, состоящих из неправильных зерен, где контролируется уровень угловатости, сортировка и пористость. Он утверждал, что полученное межкристалльное пустотное

пространство в результате этой процедуры обеспечивает удовлетворительное воспроизведение микрогеометрии из нескольких чистых консолидированных песчаников и может быть использован для изучения влияния пустотной топологии на свойства потока. Таким образом, реконструкция может применяться не только к сферическим зернам, но и к неправильным формам зерен.

Поровые сети, восстановленные из изображений порового пространства, подходят для моделирования многофазного потока. Наиболее часто используемые методы для построения сети из изображений:

- алгоритм, основанный на средней оси;
- алгоритм максимального шара;
- алгоритм на основе диаграммы Вороного.

Lindquist и др., Liang и др. и Sheppard и др. [46 - 48] использовали преобразования средних осей, на основе алгоритма для утончения порового пространства к его одномерному линейному строению путем изменения в скелете формированием пористых тел, в то время как цепочки вокселей, соединяющих их, были взяты, как каналы. Каркас затем обрабатывается сливанием соединений, которые находились по соседству, для создания поровой сетевой модели. Таким образом, способ средней оси математически сохраняет топологию порового пространства, но существуют трудности в однозначном определении пор.

Для того чтобы решить проблему, связанную с идентификацией пор с помощью алгоритма медиальной оси, Silin и др. [49, 50] предложили алгоритм максимального шара, в котором различаются поры и капилляры, чтобы изучить морфологию порового пространства. Сравнение их результатов с результатами, полученными в процессе процедуры утончения, показали, что их метод производит более реалистичные оценки, в зависимости от количества, формы пор и капилляров и поровых координационных чисел. Тем не менее, информация о распределении пор

использовалась для вычисления безразмерного дренажа капиллярного давления, а не для извлечения сетевой модели.

Al-Kharusi и Blunt [51] распространили алгоритм максимального шара и получили топологически эквивалентные сети из изображений песчаника Fontainebleau и карбонатных пород. Изображения сетевой модели представлено на рис. 1.11.

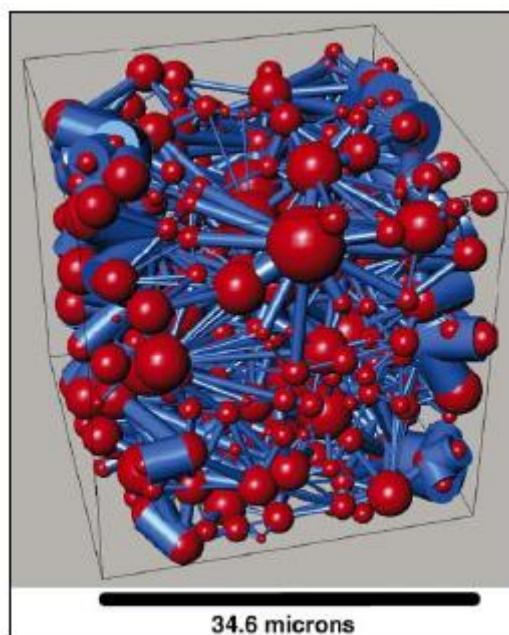


Рис. 1.11 - Сетевая модель, построенная по изображению карбонатного образца.

Dong [52] уточнил метод, развивая двухступенчатый поисковый алгоритм для нахождения ближайшего пустотного пространства и твердого вещества, чтобы определить пору, а также разработал процесс кластеризации для определения пор и капилляров путем присоединения максимальной поры в древо в соответствии с их размером и рангом. Он использовал данный способ для получения топологически эквивалентной сети из изображений консолидированных песчаников и кавернозной карбонатной породы [53] и подтвердил результаты, сравнивая с сетями, построенные по другим методам. На рис. 1.12 показана модель, построенная по реконструированному песчанику Fontainebleau.

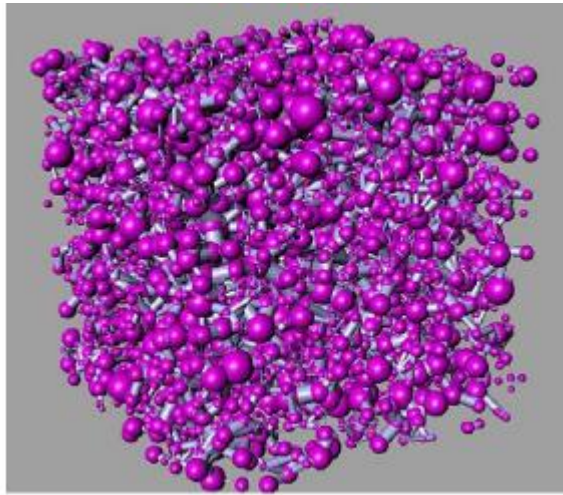


Рис. 1.12 - Сеть, полученная из реконструированной микроструктуры песчаника Fontainebleau, через использование алгоритма максимального шара.

Алгоритм на основе диаграммы Вороного был использован для получения сети из реконструированных изображений порового пространства. Bryant и др. [54 - 57] построили решетку Делоне (решетка, которая соединяет $(D + 1)$ ближайшие соседние точки в произвольной совокупности точек в D -мерном пространстве) в качестве основы для создания поровой сетевой модели. Каждая ячейка представлена порой, и каждая ячейка описана капилляром. Так как каждая клетка - тетраэдр, каждая пора имеет четыре капилляра, исходящих от нее и, следовательно, топология - сети однородная с координационным числом четыре.

Øren и Bakke [58 - 60] использовали сеть конечного расширения зерна, которая точно так же, как и сеть конечного истончения, необходима для извлечения структуры сети. Этот подход дает хорошую оценку геометрии пустотного пространства и обеспечивает как визуальную, так и количественную информацию о связности порового пространства. На рис. 1.13 изображена структура порово-сетевой модели, полученная с помощью метода конечных расширений.

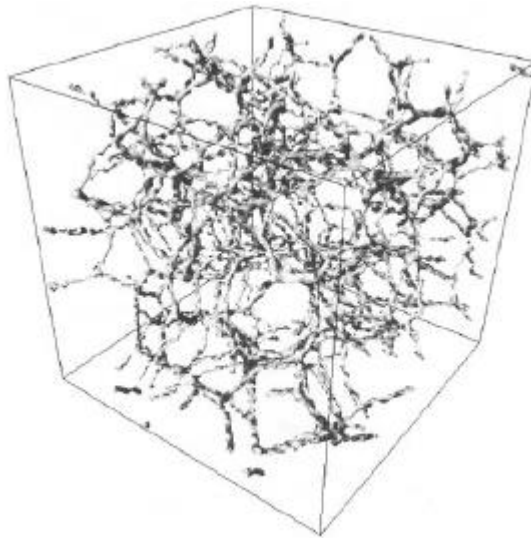


Рисунок 1.13 - Структура горной породы, полученная из сетевой модели через метод конечного расширения.

1.5.3 Стохастические сетевые модели нового поколения

В этом пункте кратко рассмотрены текущие методы генерации стохастической сетевой модели и представлены алгоритмы воссоздания топологии порового пространства. Такие стохастические случайные сети, представляют собой поровое пространство различных пород с распределением размера пор, капилляров и их связи – это дистрибутивы, которые могут быть получены из анализа породы поровых пространств или с оригинальной реконструкции сетей. Созданные сети могут быть сколько угодно большими и следовательно, не ограничиваются размером исходного изображения или сетевой модели. Проверка сгенерированной сетевой модели и согласованности также обсуждаются в этом разделе.

Ioannidis и др. [61] извлекали распределение пор и размеры капилляров и их связи для стохастического моделирования пористых сред с использованием измерений пористости и автокорреляции от бинарных изображений шлифов. Начиная с регулярных кубических решеток, они удалили узлы и связи в соответствии с процессом протекания участков до остальных компонентов, для получения желаемого среднего

координационного числа, соответствующего моделируемой пористой среде. Кубические поры и прямоугольные капилляры затем распространяются на остальные узлы и связи. Созданная сеть была использована для прогнозирования абсолютной проницаемости и коэффициента удельного сопротивления на основе моделирования первичного дренажа.

Сравнение результатов и экспериментальных измерений показало, что предсказанная проницаемость была занижена более чем в четыре раза, а коэффициент формации увеличился менее чем на 50%. Сравнение кривых ОФП, вычисленных на сетевых моделях, полученных образов песчаника (со среднем координационным числом $S = 3.3-3.8$) с регулярной кубической решеткой ($S = 6$), регулярной решеткой и решеткой со среднем координационным числом показали плохие результаты [16]. Различия между прогнозами модели и экспериментами данных были отнесены к упрощенному введению в сетевые модели.

Sok и др. [17, 18] предложили лучший метод генерации стохастической сети, который не только соответствует среднему координационному числу, но и соответствует распределению координационных чисел полностью, и нашли разумное соответствие между кривыми ОФП. Их алгоритм кратко представлен ниже.

Алгоритм генерации случайных сетевых моделей состоит из 4 частей, обобщённых Sok и др(17), Arns и др (16):

1. Построить сеть, например, на основе кубических плотно упакованных сфер (с координационным числом, $z=12$);
2. Случайно назначить координационное число от 3 до $z-1$ на каждый участок. Координационное число может быть извлечено из экспериментального набора данных или из указанных распределений;
3. Пометить связи в сетевой модели один за другим до тех пор, за исключением несоответствий, пока все желаемые координации не будут получены;

4. Построит разбавленную сеть таким образом, что бы она содержала только узлы, объявленные в шаге 3.

Основным ограничением текущего метода является то, что стохастические сетевые модели представляют собой подмножество регулярной решетки, как показано на рисунке 1.14 а), а рандомизация сети достигается за счет возмущения структуры сети, как показано на рисунке 1.14 б).

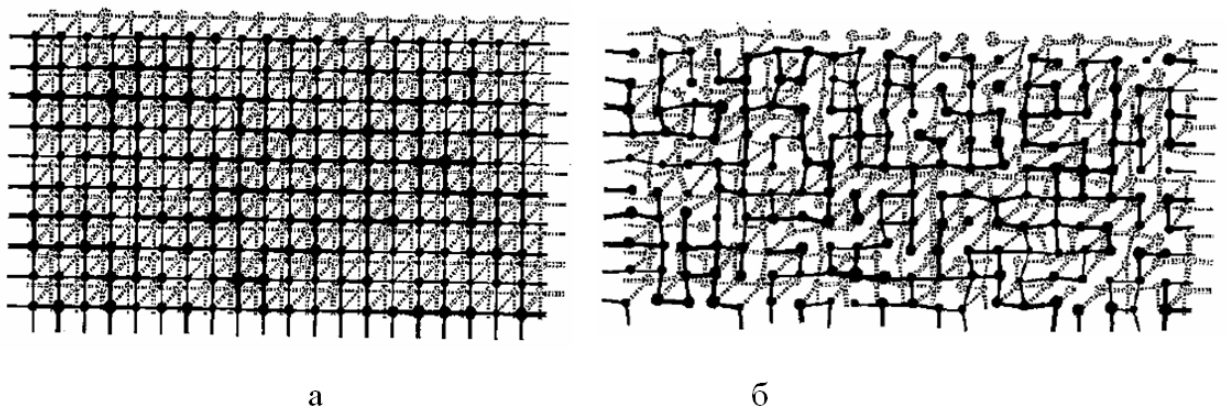


Рис. 1.14 - Стохастические сети на основе регулярной решетки из [62]
а) Регулярная сетевая модель, размер 20x20x2; б) Стохастическая сетевая модель с переменным координационным числом.

Сетевые модели, основанные на изображениях пустотного пространства, в общем случае, полученные из процессов на основе реконструкции, имеют некоторые ограничения – очень интенсивные вычисления, фиксированные размеры и непрактичное масштабирование до основной шкалы и за ее пределами. Для преодоления этих ограничений, алгоритм генерации стохастической сетевой модели, который может быть использован для генерации сетевой модели произвольного размера с заданными входными размерами пор и распределениями капилляров и их связи, представлен ниже. Эти распределения могут быть получены из анализа снимков порового пространства или с оригинальных сетевых моделей.

В связи с вышеописанным, можно сделать вывод: для создания современной топологически реалистичной порово-сетевой модели необходимо использовать реально существующую информацию для воссоздания микроструктуры порового пространства путем моделирования. В работе [63] показано, что информация необходимая для построения достоверной сетевой модели, должна включать:

1. Геометрическую информацию – размер пор и капилляров (каналов), пористость, форму и шероховатость поровых стенок.
2. Топологическую информацию - представляется в виде информации о структуре пор в модели и выражается в координационных числах и видах. Математический вид, каждого узла, связан со средним координационным числом:

$$\gamma = 0.5z - 1,$$

где γ - вид узла , z –среднее координационное число

3. Корреляционную информацию – информация о пространственной корреляции, либо от поры до основного канала или только от поры до поры, а также от пор к каналам в сетевой модели.

1.5 Подходы для описания фильтрации на микроуровне

Сетевые модели используются для понимания физики потока флюида в поровом пространстве и для прогнозирования макроскопических свойств среды, таких как капиллярное давление и относительная проницаемость [64-69]. Существует несколько подходов к моделированию течения на уровне порового пространства. В данной главе приведен литературный обзор наиболее распространенных способов.

1.5.1 Система уравнений Навье-Стокса

В рамках данного подхода для решения фильтрационной задачи на микроуровне используется классическая система уравнений Навье-Стокса, состоящая из уравнения сохранения импульса и уравнения неразрывности.

Двухфазный расчет возможен за счет континуального подхода. При использовании этого подхода обе фазы представляются как движущиеся друг в друге континуумы, взаимодействующие между собой. При этом уравнения записываются для каждой фазы отдельно:

$$\begin{cases} \frac{\partial \alpha_\varphi}{\partial t} + \nabla \cdot (\alpha_\varphi \vec{U}_\varphi \vec{U}_\varphi) + \nabla \cdot (\alpha_\varphi \tau_\varphi^{eff}) = -\frac{\alpha_\varphi}{\rho_\varphi} \nabla p + \alpha_\varphi \vec{g} + \frac{\vec{M}_\varphi}{\rho_\varphi}, \\ \frac{\partial \alpha_\varphi}{\partial t} + \nabla \cdot (\alpha_\varphi \vec{U}_\varphi) = 0, \end{cases} \quad (1.6)$$

где φ – индекс, указывающий на фазу,

\vec{U}_φ – вектор скорости,

τ^{eff} – сумма тензора вязких напряжений и тензора Рейнольдса в приближении Буссинеска,

α_φ – объемная доля фазы φ («индикаторная» функция),

\vec{M}_φ – силы межфазного взаимодействия.

Система (1.6) дополняется замыкающими соотношениями, определяющими межфазные силы: силу трения, силу присоединённой массы, подъемную силу и силу дополнительную сопротивления, возникающую при турбулентном обтекании частиц среды.

2.5.2 Метод решеточных уравнений Больцмана

При применении данной методики среда описывается ансамблем крупных частиц, каждая из которых имеет конечное число возможных скоростей. В области течения строится решетка – равномерная по обеим координатам сетка с ячейками определённой формы. Частицы без взаимодействия друг с другом переходят между узлами решетки за шаг по времени δt . Взаимодействие между частицами осуществляется только в узлах решетки.

Для расчета плоских течений обычно рассматривают решетку с квадратными ячейками со сторонами l . В таком случае используется набор скоростей [70]: $V_i = V v_i$, $i = 1 \dots 9$, где $V = l / \delta t$, а векторы v_i задаются следующим образом:

$$\begin{aligned} v_1 &= (0,0), & v_2 &= (1,0), & v_3 &= (0,1), & v_4 &= (-1,0), & v_5 &= (0,-1), \\ v_6 &= (1,1), & v_7 &= (-1,1), & v_8 &= (-1,-1), & v_9 &= (1,-1). \end{aligned}$$

Динамика ансамбля частиц на решетке описывается системой решеточных уравнений Больцмана (lattice Boltzmann equations, далее LBE) [70]:

$$f_i(t_j + \delta t, r_{kl} + V \delta t) - f_i(t_j, r_{kl}) = -\frac{1}{\tau} \left(f_i(t_j, r_{kl}) - f_i^{(eq)}(t_j, r_{kl}) \right), \quad (1.7)$$

где $r_{kl} = (x_k, y_l)$ – радиус-вектор узла решетки,

t_j – узел временной равномерной сети, построенной с шагом δt ,

f_i – одночастичные функции распределения частиц со скоростями V_i ,

τ – безразмерный параметр релаксации,

$f_i^{(eq)}$ – функции, аппроксимирующие локальные равновесные функции распределения Максвелла.

Систему (1.7) можно получить как обобщение модели решеточного газа [71], либо посредством дискретизации кинетического уравнения Бхатнагара-Гросса-Крука [72].

Необходимо отметить, что данная методика предназначена для расчета течения сжимаемых сред, но при определенных условиях возможно моделирование течений несжимаемых жидкостей. При предположении о малости $\delta\rho$ в $\rho(t, r) = \rho_0 + \delta\rho(t, r)$, можно записать выражение для $f_i^{(eq)}$:

$$f_i^{(eq)} = W_i \left(\rho + \rho_0 \left(\frac{3(V_i u)}{V^2} + \frac{\frac{9}{2}(V_i u)^2}{V^4} - \frac{\frac{3}{2}u^2}{V^2} \right) \right), \quad (1.8)$$

где

$$W_i = \begin{cases} \frac{4}{9}, & i = 1, \\ \frac{1}{9}, & i = 2, 3, 4, 5, \\ \frac{1}{36}, & i = 6, 7, 8, 9. \end{cases}$$

Значения макроскопических переменных ρ и u в узлах решетки вычисляются через значения функций распределения следующим образом:

$$\rho(t_j, r_{kl}) = \sum_{i=1}^9 f_i(t_j, r_{kl}), \quad \rho(t_j, r_{kl})u(t_j, r_{kl}) = \sum_{i=1}^9 V_i f_i(t_j, r_{kl}). \quad (1.9)$$

При расчетах течений несжимаемых жидкостей интерес представляет не плотность, а давление. В связи с этим вместо функции f_i авторы [73] с учетом уравнения состояния $p = c_s^2 \rho$, где $c_s^2 = V/3$ для набора скоростей предложили ввести новые переменные $p_i = c_s^2 f_i$. Данные функции удовлетворяют системе, аналогичной (1.7):

$$p_i(t_j + \delta t, r_{kl} + V_i \delta t) - p_i(t_j, r_{kl}) = -\frac{1}{\tau} \left(p_i(t_j, r_{kl}) - p_i^{(eq)}(t_j, r_{kl}) \right), \quad (1.10)$$

где $p_0 = c_s^2 \rho_0$.

Значение p и u в узлах решетки вычисляется через значение p_i по формулам, аналогичным (1.8), с учетом малости $\delta\rho$:

$$p(t_j, r_{kl}) = \sum_{i=1}^9 p_i(t_j, r_{kl}), \quad p_0 u(t_j, r_{kl}) = \sum_{i=1}^9 V_i p_i(t_j, r_{kl}), \quad (1.11)$$

В работе [73] с помощью метода Чепмена-Энско́го получены следующие уравнения для нахождения p и u :

$$\frac{1}{\rho_0 c_s^2} \frac{\partial p}{\partial t} + \nabla u + O(M^3) = 0, \quad (1.12)$$

$$\frac{\partial u}{\partial t} + (\nabla u)u = -\frac{1}{\rho_0} \nabla p + \nu \Delta u + O(M^3), \quad (1.13)$$

где ν есть кинематический коэффициент вязкости, вычисляемый через параметр τ следующим образом:

$$\nu = \frac{\left(\tau - \frac{1}{2}\right)l^2}{2\delta t}. \quad (1.14)$$

Член $1/(\rho_0 c_s^2) \partial p / \partial t$ в (1.12) имеет порядок малости $O(M^2)$. Таким образом, система (1.12)-(1.13) с точностью до членов одного порядка малости с M^2 и M^3 соответствует системе уравнений для описания течений вязкой несжимаемой жидкости.

1.5.3 Гидравлический расчет в сетевых моделях

В рамках порово-сетевой модели расчет проницаемости осуществляется путем решения системы линейных алгебраических уравнений (СЛАУ) для нахождения поровых давлений.

Для каждой поры записывается баланс расходов:

$$\sum_{j=1}^z q_{ij} = 0, \quad (1.15)$$

где q_{ij} - объемный расход между i и j порой, z – координационное число.

Стационарный однофазный поток выражаем через перепад давления:

$$q_{ij} = C_{ij}(p_i - p_j), \quad (1.16)$$

где C_{ij} – проводимость между порами i и j .

Проводимость C_{ij} рассчитывается, как средняя гармоническая проводимость между центрами поры i и j , следующим образом [74]:

$$\frac{1}{C_{ij}} = \frac{1}{C_t} + \frac{1}{2} \left(\frac{1}{C_i} + \frac{1}{C_j} \right), \quad (1.17)$$

где C_i – проводимость i поры, C_j – проводимость j поры, C_t – проводимость порового канала между порами.

Коэффициент проводимости поры или канала для однофазного случая (заполнен полностью только одной фазой) выразим из закона Пуазейля:

$$C_i = \frac{\pi R_{eff}^4 i}{8\mu L_i}, \quad (1.18)$$

где $R_{eff} = (\sqrt{\frac{A}{\pi}} + r)/2$ – эффективный радиус, где A – площадь поперечного сечения поры или канала ($A = r^2$ для квадрата), r – наибольший радиус вписанной сферы в пору или капилляр, L – длина порового канала (для поры $L=2r$), μ – вязкость флюида.

Подставив (1.16) и (1.17) в (1.15) с учетом соединения нескольких пор между собой, получаем систему линейных уравнений для неизвестных поровых давлений [75]:

$$\begin{cases} p_1 \sum_{j=1}^Z \frac{C_{1j}}{L_{1j}} - \sum_{j=1}^Z \frac{C_{1j}}{L_{1j}} p_j = 0, \\ p_n \sum_{j=1}^Z \frac{C_{nj}}{L_{nj}} - \sum_{j=1}^Z \frac{C_{nj}}{L_{nj}} p_j = 0. \end{cases} \quad (1.19)$$

Количество уравнений в системе равно количеству неизвестных поровых давлений в системе, то есть количеству связанных (участвующих в фильтрации) пор. После расчета поровых давлений из СЛАУ (1.19), используя формулу (1.16), рассчитываем потоки между порами.

Глава 2

ПОСТАНОВКА ЗАДАЧ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ЭПО С ПОМОЩЬЮ ПОРОВО-СЕТЕВОЙ МОДЕЛИ

2.1. Восстановление топологии порового пространства через кривые капиллярного давления – стохастическая сетевая модель

Обзор методик по реконструкции порового пространства было рассмотрено в главе 1.5. За основу построения стохастической сетевой модели в данной магистерской диссертации использовался алгоритм, приведенный в диссертации Nasiru Idowu [63]. Алгоритм был переосмыслен и изменен с учетом задач и целей текущего исследования.

Алгоритм, используемый в работе, для преобразования данных о поровой среде в численную форму, позволяющую оценить макроскопические характеристики рассматриваемого объекта, представлен ниже:

- Выбирается желаемый размер (X,Y,Z) случайной сети.
- Распределяются поры внутри стохастической сетевой модели согласно используемому распределению. Место расположения и количество пор для каждой реализации сети случайно, но в целом соответствует изначальному оригинальному распределению.
- Поры помечаются индексом пор (PDIX) от 1 у первой, до 2 у второй поры и так далее. Последней поре присваивается PIDX n, где n общее число пор помещенных в случайную сеть.
- Координационное число и геометрическая информация (радиус, объем и длина) для каждой поры от исходной сети являются случайным образом распределенными в стохастической сети;
- С помощью уравнения 2.1 рассчитывается весовая функция каждой поры.
- Накладывается максимальное расстояние между двумя соединёнными порами.

- Используется PIDX в качестве критерия отбора, чтобы связать первую пору с PIDX 1 с ближайшими порами, которые удовлетворяют наложенным условиям. Оценивается координационное число у поры с PIDX =1 и у соседних связанных пор уменьшается координационное число на единицу. Рассчитываем весовую функцию из 2.2.
- Аналогично повторяется для пор с PIDX 2 и координационным числом J и его соединения с K ближайшими порами, удовлетворяющими наложенным условиям. $K = J$, если выбранная пора не подключена к другой поре. $K = 0$ - пора связана ранее с J ближайших пор или K равняется оставшемуся количеству соединений, если число ранее подключенных пор меньше J. Оставшееся количество соединений для каждого из подключений ближайшей поры уменьшается на единицу. Для каждой пары подключенных пор рассчитываем весовую функцию соединения, используя уравнение 2.2.
- Повторяется предыдущий шаг для остальных пор.
- После того как все поры в сети подключены, сортируются все соединения подключенные к порам.
- Отсортированным капиллярам присваивается геометрическая информация от оригинальной сети на основе весовых функций.
- Для получения коррелированной сети, наименьший капилляр, наряду с другой геометрической информацией присваивается соединению с наименьшим весом, то второй по размеру капилляр со вторым наименьшим значением и так далее.
- Для некоррелированной сети, назначается радиус капилляра вместе с другой геометрической информацией из указанного распределения или исходной сети.

Блок схема для алгоритма стохастического восстановления топологии показана на рисунке 2.1.

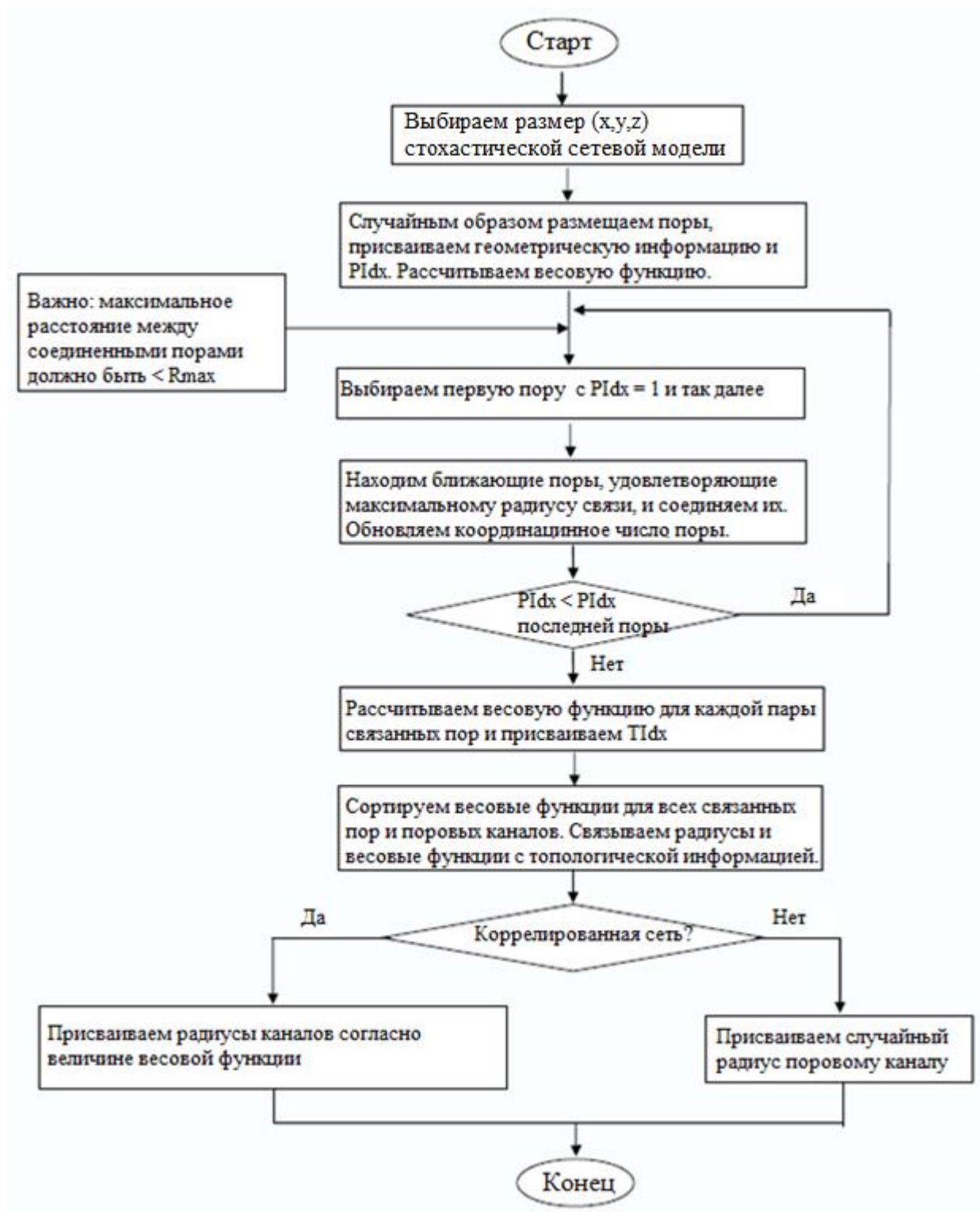


Рис. 2.1 - Блок схема алгоритма для генерации стохастической сетевой модели.

Расчет весовой функции поры для поры:

$$P_i = \left(\frac{D_i - D_{\min}}{D_{\max} - D_{\min}} \right)^n, \quad (2.1)$$

где i - номер поры, которой присваивается весовое значение P_i , который в свою очередь зависит от ее диаметра D_i . D_{\min} и D_{\max} - это минимальный и максимальный диаметр пор в сгенерированной модели. n - корреляционный параметр. Для $n = 0$ нет никакой корреляции между параметрами пор и смежных капилляров, для $n < 0$ небольшие поры предпочитают быть связаны с большими капиллярами, для $n > 0$ большие поры связаны большими капиллярами. Будь $n < 0$ или $n > 0$, размер поры определяет размер капилляра, связанного с ней.

Среднее значение двух смежных весовых функций пор берется как весовое значение капилляров, соединяющих данные поры. Далее капилляру с наименьшим весом присваивается наименьший радиус и т.д. С помощью этого метода, распределяются размеры капилляров в указанном диапазоне исходной сети, и размер капилляров может не зависеть от распределения пор по размерам. Вес капилляра T_i задается как:

$$T_i = \frac{P_1 + P_2}{2}, \quad (2.2)$$

где P_1 и P_2 весовые функции пор 1 и 2 соединенные капилляром, соответственно.

Также для обеспечения топологически реалистичной сети должны быть выполнены три условия:

1. Должно быть задано максимальное расстояние между двумя соседними порами.
2. Каждый капилляр должен быть меньше, чем поры, которые он соединяет.
3. Соседние поры не должны перекрываться.

2.2 Пример воссоздания топологии порового пространства при помощи стохастической сетевой модели

Рассмотрим упрощенную (небольшую) стохастическую двухмерную сетевую модель, состоящую из 5 пор и 5 капилляров. Геометрия пор представлена в таблице 2.1, весовые функции которых рассчитываются из радиусов, используя уравнение 2.1. Аналогичным образом несортированные и упорядоченные размеры капилляров приведены в таблице 2.2. Поры расположены случайным образом в 2D сети, как показано на рисунке 2.2. Первой поре размещенной в сети присваивается индекс 1, второй – 2 и так далее, пока не достигнет 5.

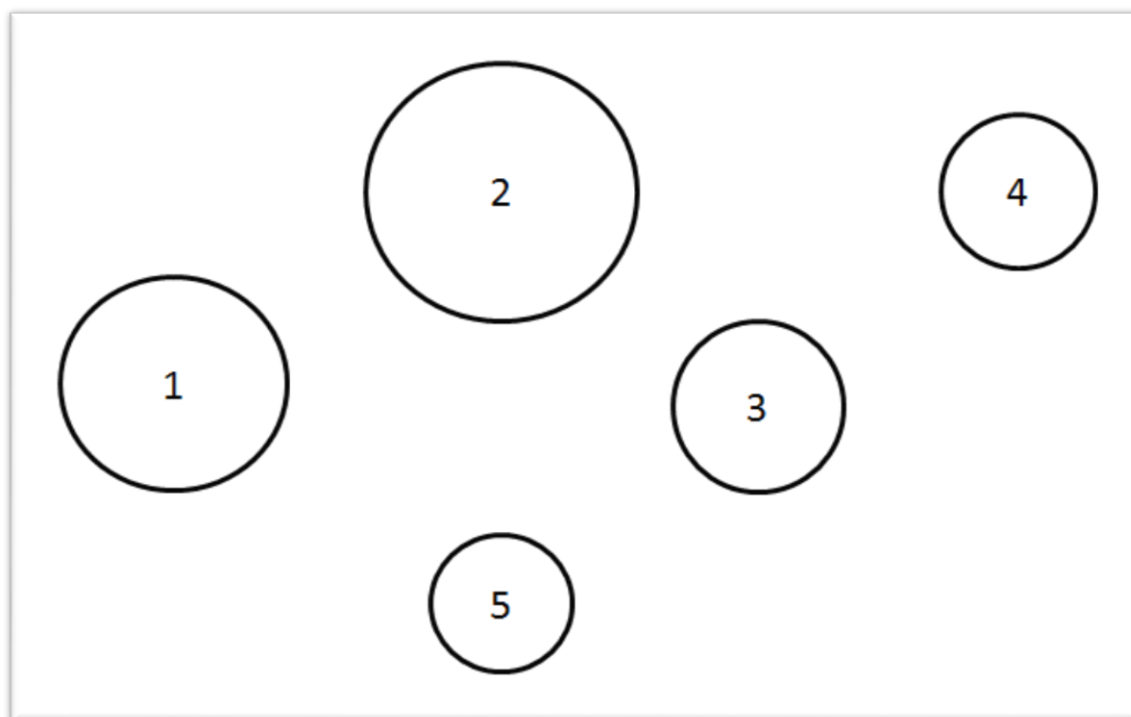


Рис. 2.2 - Поры в рассматриваемой упрощенной сетевой модели.

В данном примере будем использовать в качестве ограничения максимальное расстояние между порами – 30% от общей длины сети. На основании индекса пор, выбираем первую пору и находим ближайшие поры, удовлетворяющие введенному условию. Поры 2 и 5 находятся ближе к поре 1, чем максимальная длина связи, поэтому в поле координационного числа

для поры 1 записываем 2. Следовательно, существуют поровые каналы между 1 и 2, а также между 1 и 5 порой. Далее переходим на пору с $PIDX = 2$ и так далее. Учитываем, что пора 1 и 2 уже были соединены между собой. Перебираем все поры, согласно алгоритму на рис. 2.1, пока не достигнем последней. Всего в рассматриваемой системе - 5 связей.

Таблица 2.1

Поровая информация в упрощенной двухмерной сетевой модели

Индекс поры, $PIDX$	Координационное число, $CoordNum$	Радиус поры, R_i	Весовая функция, P_i
1	2	8	0.85
2	2	10	1
3	3	6	0.65
4	1	5	0.49
5	2	4	0

Все поры были соединены на основе максимального радиуса связи. Далее сортируем весовые функции и присваиваем для коррелированной сети радиусы капилляров. В таблице 2.2 были приведены параметры для коррелированной и некоррелированной сети. В данном примере будем использовать коррелированную сеть, так же как и при создании полномасштабной топологически эквивалентной порово-сетевой модели.

В таблице 2.3 изображены отсортированные весовые соединения и присвоенное им значение радиусов капилляров.

Таблица 2.2

Капиллярная информация в упрощенной 2D сетевой модели

Некоррелированная сеть		Коррелированная сеть	
Индекс капилляра, TIDX	Радиус капилляра, r_i	Индекс капилляра, TIDX	Радиус капилляра r_i
1	2	4	1
2	1	3	2
3	5	5	4
4	6	2	5
5	4	1	6

Таблица 2.3

Отсортированная капиллярная информация

Поровый канал, TIdx	Соединяют поры	Весовая функция	Радиус капилляра r_i
1	1 и 2	0.92	6
2	2 и 3	0.82	5
3	1 и 5	0.42	2
4	5 и 3	0.32	1
5	3 и 4	0.57	4

На рис. 2.3 изображена упрощенная двухмерная сетевая модель. Поры соединяются на основании корреляционного параметра – максимального радиуса связи, R_{\max} . Радиус капилляров рассчитывается на основе весовых функций, см. алгоритм для коррелированной сети (рис. 2.1).

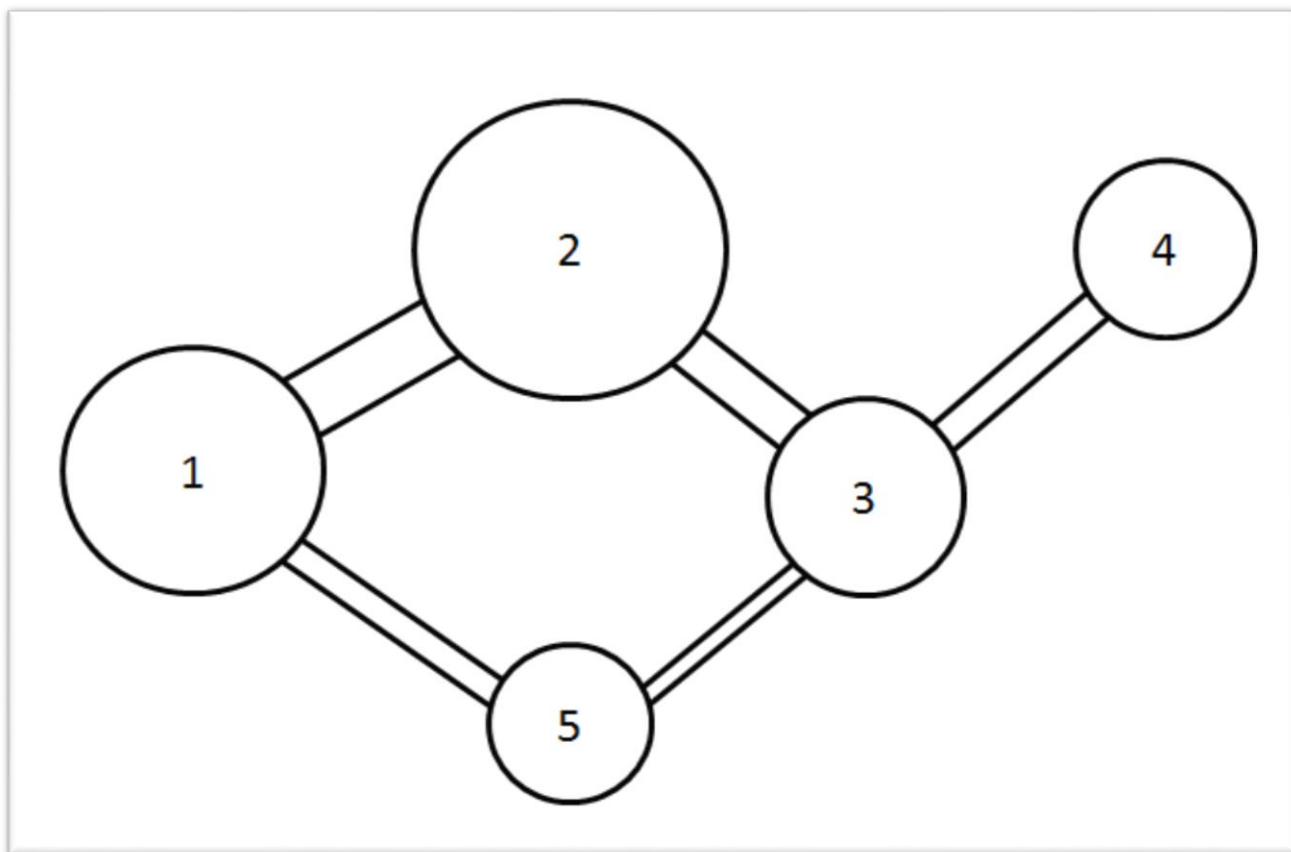


Рис. 2.3 - Поры и соединяющие их поровые каналы в двухмерной стохастической сетевой модели.

Основываясь на случайном размещении пор и введении максимального расстояния между двумя соединёнными порами, можно получить немного меньше капилляров в стохастической сети по сравнению с исходной. Однако наложением повторных (обратных) каналов для случайных пор можно дополнить недостающее количество каналов.

2.3 Тестирование метода бисопряженных градиентов

Для нахождения неизвестных поровых давлений в сетевой модели необходимо разрешить систему уравнений (1.19) из пункта 1.5.3:

$$\begin{cases} p_1 \sum_{j=1}^z \frac{c_{1j}}{L_{1j}} - \sum_{j=1}^z \frac{c_{1j}}{L_{1j}} p_j = 0, \\ p_n \sum_{j=1}^z \frac{c_{nj}}{L_{nj}} - \sum_{j=1}^z \frac{c_{nj}}{L_{nj}} p_j = 0. \end{cases}$$

Количество уравнений в системе равно количеству связанных пор в модели. В среднем для созданного алгоритма и образца 1х1 мм горной породы – это от 1.5 - 2 тыс. пор. Для решения СЛАУ используется стабилизированный метод бисопряжённых градиентов.

В работе будет использована стабилизированная версия метода бисопряженных градиентов, как наиболее универсальный алгоритм, позволяющий решать системы, как с симметричными, так и с несимметричными матрицами. Псевдокод этого метода представлен на рис. 2.4.

```

1)  $x = x_0$ 
2)  $r = b - Ax$  ,
3)  $r_0 = r$  ,
4)  $p = r$  ,
5)  $\rho = (r_0, r)$  , если  $\rho = 0$  метод не работает.
Итерационный цикл . . .
6)  $v = Ap$  ,
7)  $\alpha = \frac{\rho}{(r_0, v)}$  ,
8)  $s = r - \alpha v$  ,
9)  $t = As$  ,
10)  $\omega = \frac{(t, s)}{(t, t)}$  ,
11)  $x = x + \alpha p + \omega s$  ,
12)  $r = s - \omega t$  ,
13) Проверка сходимости: если  $\|r\| \leq \varepsilon$  стоп
14)  $\beta = \rho$  ,
15)  $\rho = (r_0, r)$  , если  $\rho = 0$  метод не работает.
16)  $\beta = \frac{\rho \alpha}{\beta \omega}$  ,
17)  $p = r + \beta(p - \omega v)$ 
Конец цикла

```

Рис.2.4 - Алгоритм метода бисопряженных градиентов.

Здесь x, x_0 - вектор решения и его начальное приближение, r, r_0 - вектор невязки и его начальное значение, t, v, s, p - рабочие вектора, $\rho, \alpha, \beta, \omega$ - скаляры. Круглыми скобками (,) обозначено скалярное произведение векторов. [76].

Для оценки достоверности численного решения сравним результаты, полученные для поровых давлений метода бисопряженных градиентов, с аналитическим решением для упрощенной сетевой модели, рассмотренной в пункте 3.2. Все поры в модели будем считать сферическими, в двухмерном приближении – круглыми; поровые каналы при таком рассмотрении будут цилиндрическими (в 2D – прямоугольными). На рис. 2.5. изображены полученные из аналитического решения СЛАУ поровые давления.

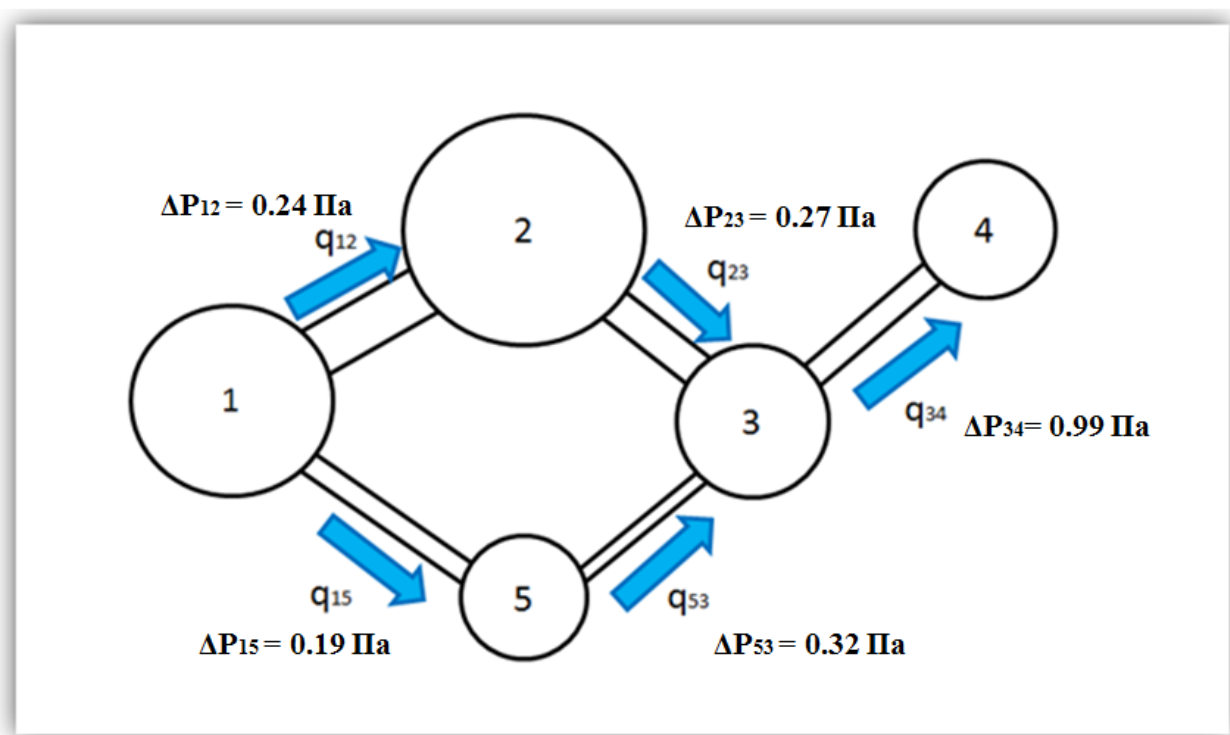


Рис. 2.5 - Перепады давления в упрощенной сетевой модели.

Каждая пора размещалась в центре квадратной ячейки размером 20 мкм. Длину капилляра можно рассчитать, зная расстояния между центрами двух соседних ячеек и радиусы пор. Проводимость рассчитываем по формулам указанным в пункте 1.5.3. В качестве начальных условий задаем разницу давлений между 1 и 4 порой.

Результаты решения для упрощенной сетевой модели были сопоставлены с аналитическим решением для проверки достоверности полученных поровых давлений. Сравнение результатов численного и аналитического решения приведено в таблице 2.4.

Таблица 2.4

Сравнение результатов расчета аналитического решения и метода бисопряженных градиентов

Индекс поры, PIDX	Перепад давления аналитическое решение, Па	Погрешность метода бисопряженных градиентов, %
1-2	0.24	0.19
2-3	0.27	0.21
1-5	0.19	0.18
5-3	0.32	0.17
3-4	0.99	0.12

В таблице 2.5 представлены проводимости для упрощенной системы, а также рассчитанные скорости потока для оценки баланса расходов в порах.

Таблица 2.5

Проводимости и скорости потока для оценки материального баланса

Соединяются поры	Проводимость, $C_{ij} * 10^{-4}$, м/(Па*с)	Скорость потока, $U_{ij} * 10^{-4}$, м/с
1 и 2	9.03	2.17
2 и 3	8.09	2.17
1 и 5	2.82	0.52
5 и 3	1.60	0.52
3 и 4	2.71	2.69

Метод бисопряженных градиентов показал хорошую сходимость результатов для поровых давлений с аналитическим решением, что свидетельствует о возможности применения данной итерационной схемы для расчета полной сетевой модели.

2.4. Перколяционные модели

В сетевых моделях, как и в перколяционных моделях пористых сред [77], пустотное пространство среды описывается как сеть крупных пор, соединенных узкими поровыми каналами. Для изучения макроскопических свойств пород-коллекторов, необходимо, чтобы в модели было организовано протекание флюида или, согласно теории перколяций, образовывался бесконечный кластер.

Рассмотрим подробнее теорию перколяций. Теория протекания (или перколяций) занимается связанностью очень большого числа элементов при условии, что связь каждого элемента со своими соседями носит случайный характер, но задается вполне определённым способом [78, с. 245]. Самые разнообразные задачи теории протекания объединяются тем, что геометрия связанных элементов вблизи порога протекания у них одинаковая. Необходимо следить за связанностью больших блоков системы, а не за мелкомасштабной структурой, определяемой характером связей и свойствами элементов. Именно универсальная крупномасштабная сеть диктует универсальные свойства физических величин, зависящих от структуры больших кластеров.

Для образования бесконечного кластера, то есть фильтрации флюида через связанные поры от входной до выходной плоскости модели, необходим анализ корреляционных параметров, отвечающих за это. Максимальный радиус связи, R_{\max} — влияет на связанность пор и напрямую отвечает за соотношение между открытой и полной пористостью в стохастической сетевой модели [79].

В результатах работы (см. пункт 3.2) показано влияние корреляционных параметров на образование бесконечного кластера, а также отношения между связанной и общей пористостью.

ГЛАВА 3

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Описанный в пункте 2.1 алгоритм применялся для воссоздания топологии неокомских отложений месторождения Западной - Сибири. В рамках поставленных задач, была написана программа в ПО Borland Delphi для создания двухмерной стохастической сетевой модели кубического образца линейным размером 1 мм (см. рис.4.1). В объеме выделялись элементарные ячейки размером 20 мкм, использовалось следующее приближение: в одну ячейку согласно распределению пор по размеру случайным образом вписывали одну пору, пора всегда располагается в центре ячейки.

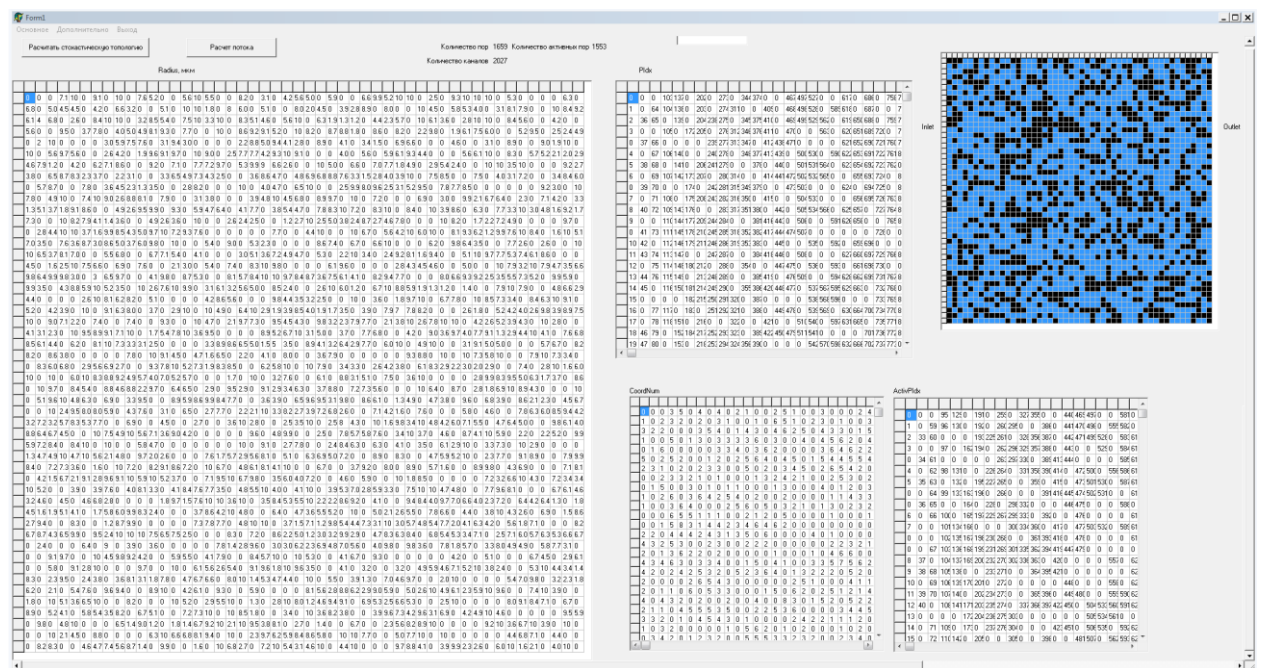


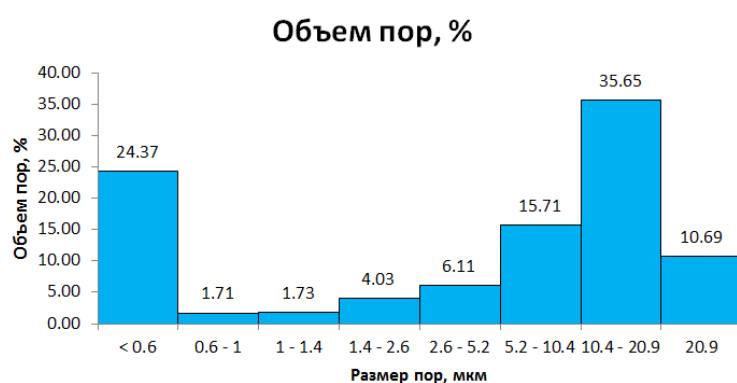
Рис. 3.1 - Интерфейс программы.

3.1 Примеры топологии пустотного пространства для различных распределений

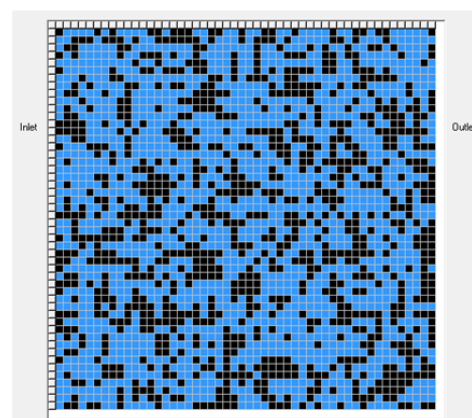
Для кривых капиллярного давления, которые соответствуют разным петротипам, были построены случайные реализации топологии порового

пространства с одинаковыми корреляционными и топологическими параметрами (рис. 3.2 и 3.3).

Далее будем использовать следующую цветовую шкалу для визуализации сетевых моделей: синим цветом закрашены ячейки, содержащие связанные между собой поры. Черным цветом – ячейки без пор, либо с закрытой пористостью.

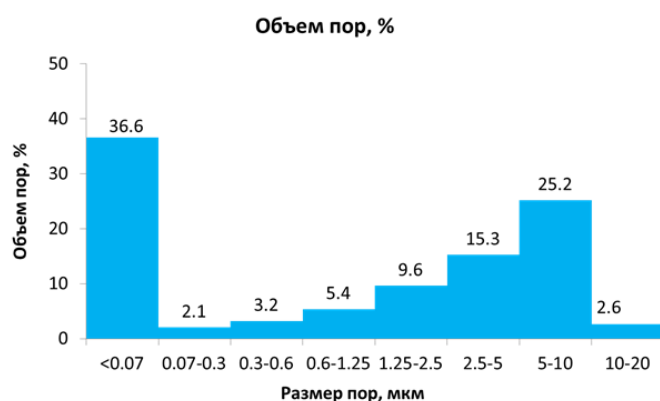


а

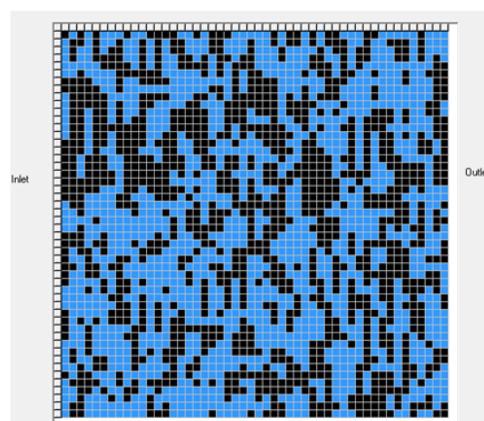


б

Рис. 3.2 - Крупно-среднезернистый песчаник неокомских отложений месторождения Западной – Сибири; а) распределение пор по размерам, б) топология порового пространства.



а



б

Рис. 3.3 - Средне-мелкозернистый песчаник; а) распределение пор по размерам, б) топология порового пространства.

3.2 Анализ перколяционных зависимостей стохастической сетевой модели от корреляционных параметров

Восстановление топологии порового пространства на основе кривых капиллярного давления зависит также от ряда корреляционных и топологических параметров [79, 80]. Настройка этих параметров позволяет образовывать в модели бесконечный кластер (см. пункт 2.4).

Было проведено исследование корреляционного параметра – максимального радиуса связи. Этот параметр определяет координационное число для каждой поры, а также отвечает за связанность всей системы. На рисунке 3.4 проиллюстрировано поведение сетевой модели для различных вариаций параметра R_{\max} .

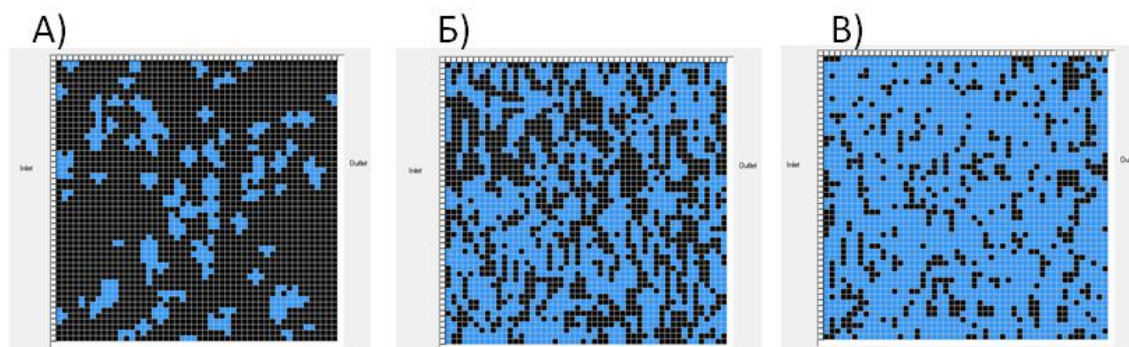


Рис. 3.4 - Влияние на топологию порово-сетевой модели корреляционного параметра - R_{\max} ; а) $R_{\max} = 8$ мкм, б) $R_{\max} = 11$ мкм, в) $R_{\max} = 14$ мкм.

Синим цветом, аналогично с предыдущими рисунками, закрашены ячейки, содержащие связанные между собой поры. Черным цветом – ячейки без пор, либо с закрытой пористостью.

Фактически эти параметры влияют на фильтрационно-емкостные свойства горных пород и могут быть использованы для настройки модели на керновые исследования (см. пункт 3.5).

Отношение между полной и связанной пористостью также зависит от R_{\max} . На рис. 3.5 – 3.7 показано отношение для различных выборок стохастической сетевой модели с максимальным радиусом связи 5,8 и 11 мкм. Была построена зависимость среднеквадратичного отклонения общей и связанной пористости на полной модели от максимального радиуса связи – рис. 3.8.

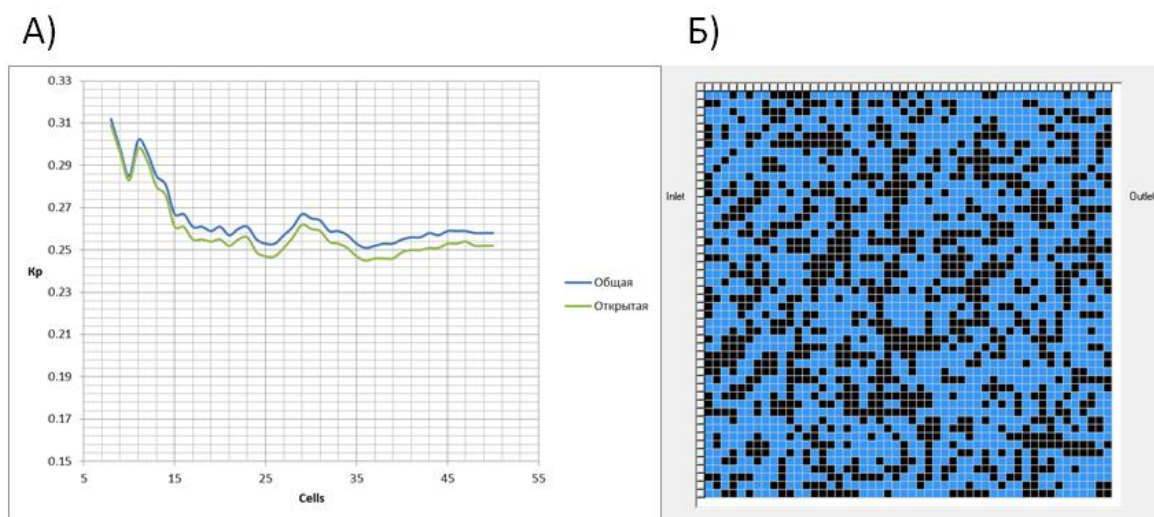


Рис. 3.5 - а) зависимость K_p от линейных размеров расчетной области, $R_{\max} = 11$ мкм. б) вариант топологии порового пространства для одной из реализаций.

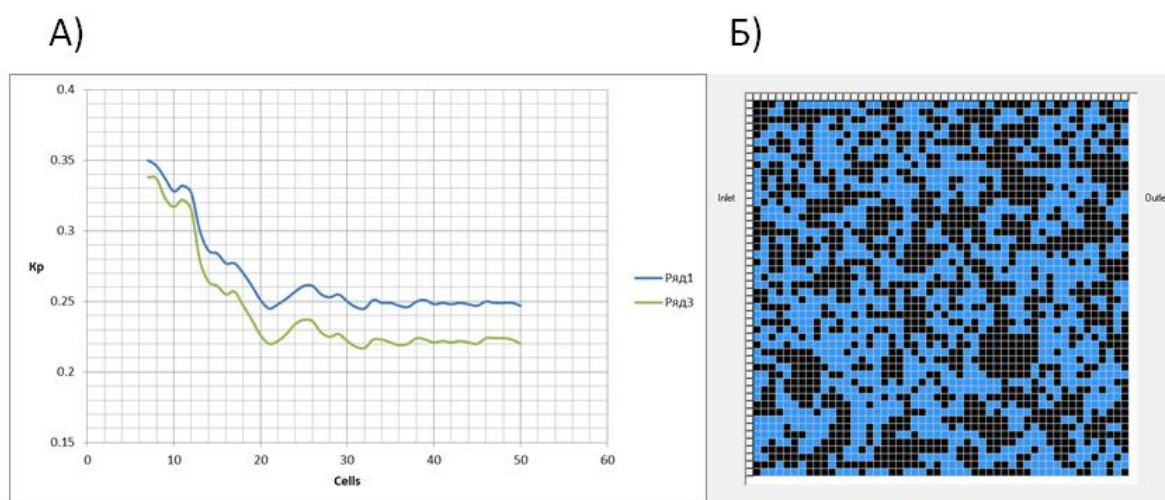


Рис. 3.6 - а) зависимость K_p от линейных размеров расчетной области, $R_{\max} = 8$ мкм. б) вариант топологии порового пространства для одной из реализаций.

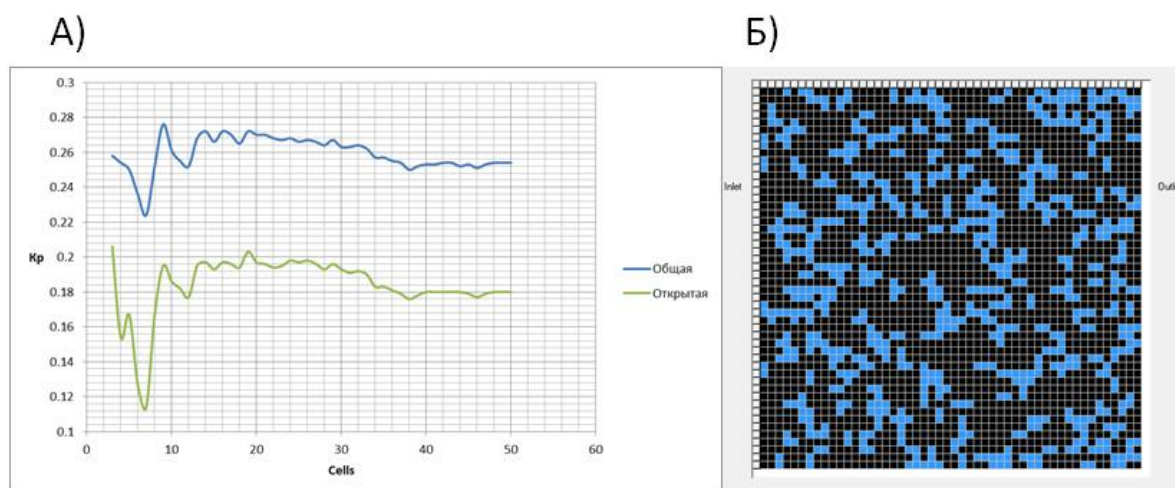


Рис. 3.7 - а) зависимость K_p от линейных размеров расчетной области, $R_{\max} = 5$ мкм. б) вариант топологии порового пространства для одной из реализаций.

Была построена зависимость среднеквадратичного отклонения открытой и связанной пористости на полной модели от максимального радиуса связи.

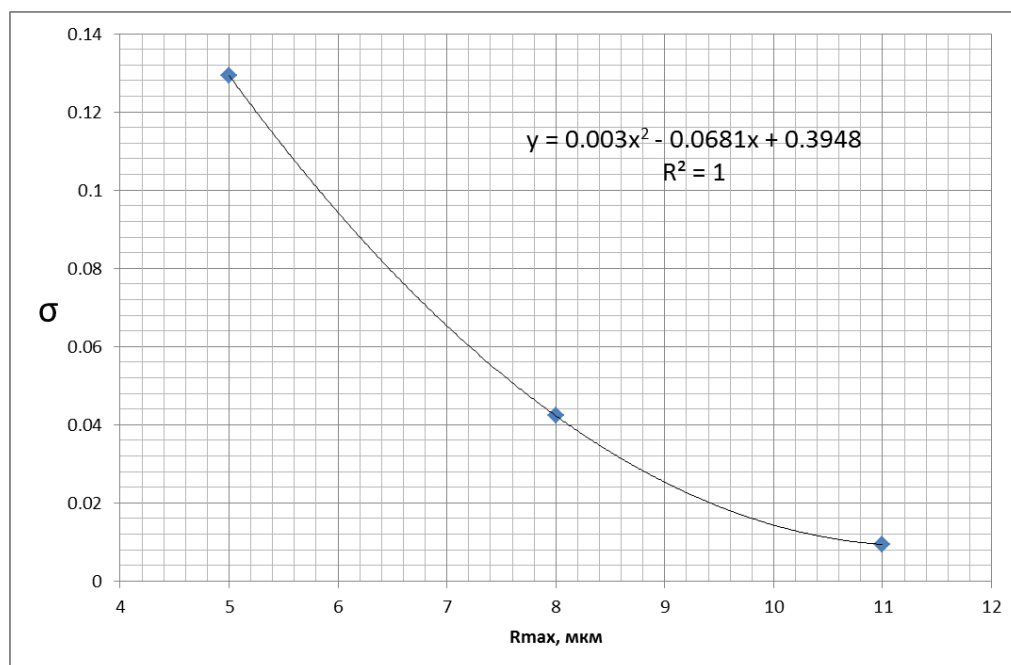


Рис. 3.8 - Среднеквадратичное отклонение открытой и связанной пористости от максимального радиуса связи.

3.3 Оценка ЭПО для коэффициента пористости

Для оценки элементарного представительного объема будем варьировать размеры образца начиная с нескольких ячеек до размеров полной модели. Когда флуктуации коэффициента пористости станут минимальными, то этот размер модели будем называть ЭПО. Для представительной выборки было создано 100 вариаций стохастической сетевой модели. В пределах одной модели топология пустотного пространства оставалась постоянной для всех измерений, а изменялась лишь область рассмотрения свойств.

В таблице 3.1 приведены результаты расчета связанной пористости для рассматриваемых случайно сгенерированных сетевых моделей. Пористость ядерного материала 24.5%.

Таблица 3.1

Выборка для оценки коэффициента пористости полной модели

№ образца	1	2	3	4	5	6	...	98	99	100	Среднее значение
Кп, %	24.5	26.0	24.5	25.3	25.6	24.0	...	24.3	24.9	25.1	24.6

Как видно из таблицы 3.1, среднее значение коэффициента пористости полной модели хорошо согласуется с экспериментальными данными.

Для определения элементарного представительного объема рассчитывалось отклонение от среднего показания по всей модели по следующей формуле:

$$\Delta x = \frac{|\bar{x} - x|}{\bar{x}} * 100, \quad (3.1)$$

где \bar{x} – среднее значение измеряемого параметра (принималось равное значению в полной модели), x – текущее значение параметра.

Когда отклонение Δx на всем последующем интервале опускается ниже 2%, то можно говорить о минимизации флуктуаций. Это значение применялось за элементарный представительный объем.

Результаты исследования зависимости пористости от размеров расчетной области представлены на рис. 3.9. Черная прямая линия соответствует керновым данным.

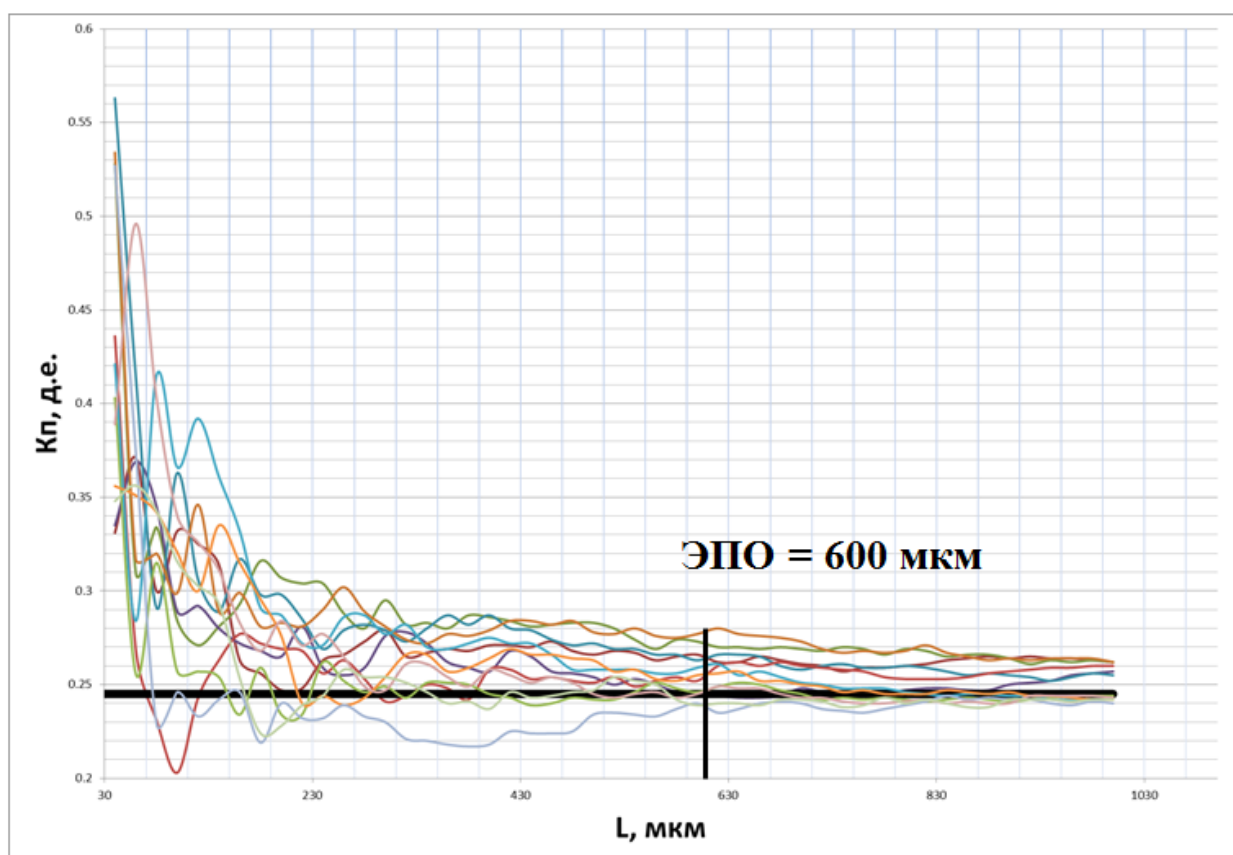


Рис. 3.9 - Зависимость пористости от размеров расчетной области для различных реализаций стохастической сетевой модели.

Из приведенного анализа ЭПО коэффициента пористости для исследуемого образца, с учетом принятых приближений и двухмерной сетевой модели, будет составлять (600 ± 50) мкм.

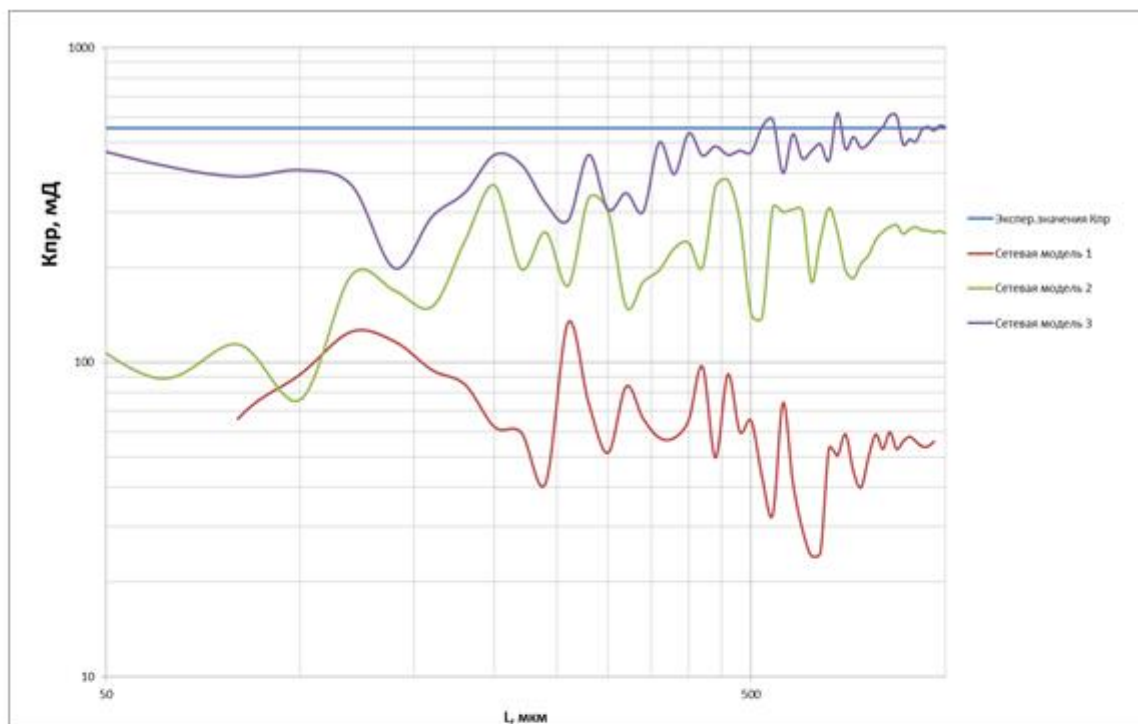
3.4 Настройка модели на керновые исследования

Настроечные параметры модели влияют не только на емкостные свойства модели (см. пункт 3.2), но и на фильтрационные. Для настройки абсолютной проницаемости на экспериментальные исследования керна необходим подбор не только корреляционных параметров, но и топологических. Например, связь весовых функций и радиусов поровых каналов.

На рис. 3.10 показано влияние корреляционных и топологических параметров на результаты оценки проницаемости в модели. Рис. 3.10 а) в логарифмическом масштабе, 3.10 б) в линейном. Абсолютная проницаемость определялась из уравнения Дарси. Абсолютная проницаемость, полученная из керновых исследований – прямая синяя линия на графиках.

Как видно из рис. 3.10 параметры сетевой модели № 3 позволяют получить результаты наиболее приближенные к факту. Параметры данной модели и будут использоваться в дальнейшем для оценки элементарного представительного объема для проницаемости.

а



б

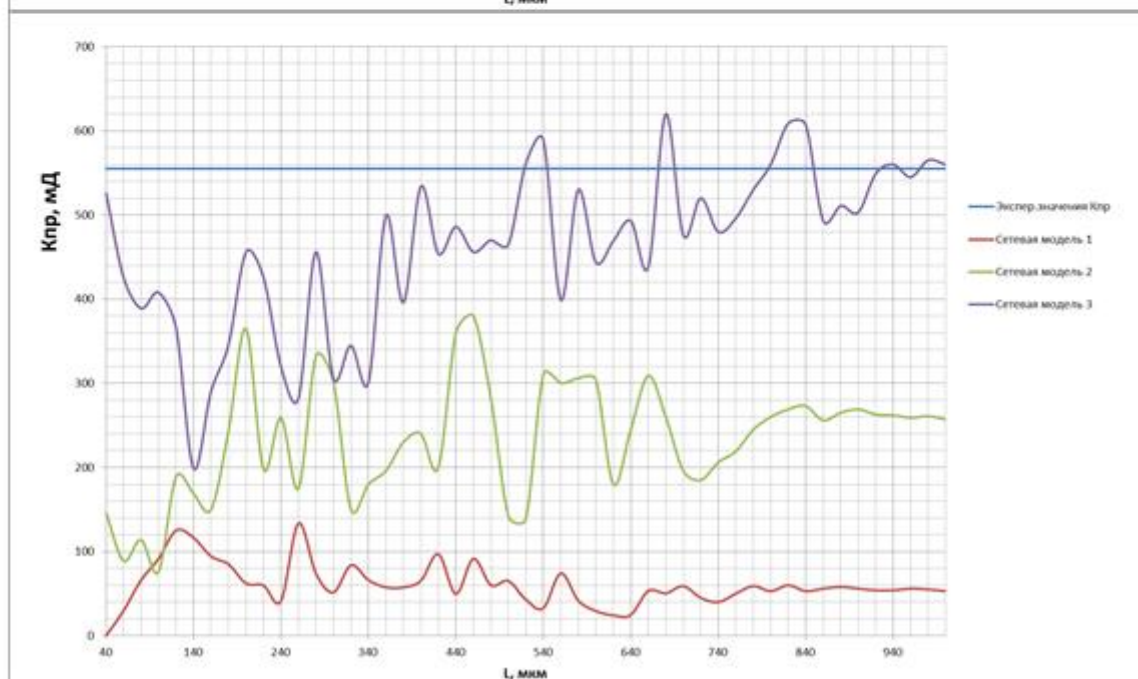


Рис. 3.10 - Зависимость абсолютной проницаемости от размера расчетной области и настроечных параметров, а) логарифмическая шкала; б) линейная шкала.

3.5. Элементарный представительный объем для абсолютной проницаемости

На рис. 3.11 приведена зависимость абсолютной проницаемости от размеров расчетной области. ЭПО для абсолютной проницаемости оценивался по тем же критериям минимизации флуктуаций, что и для коэффициента пористости (см. формулу 3.1).

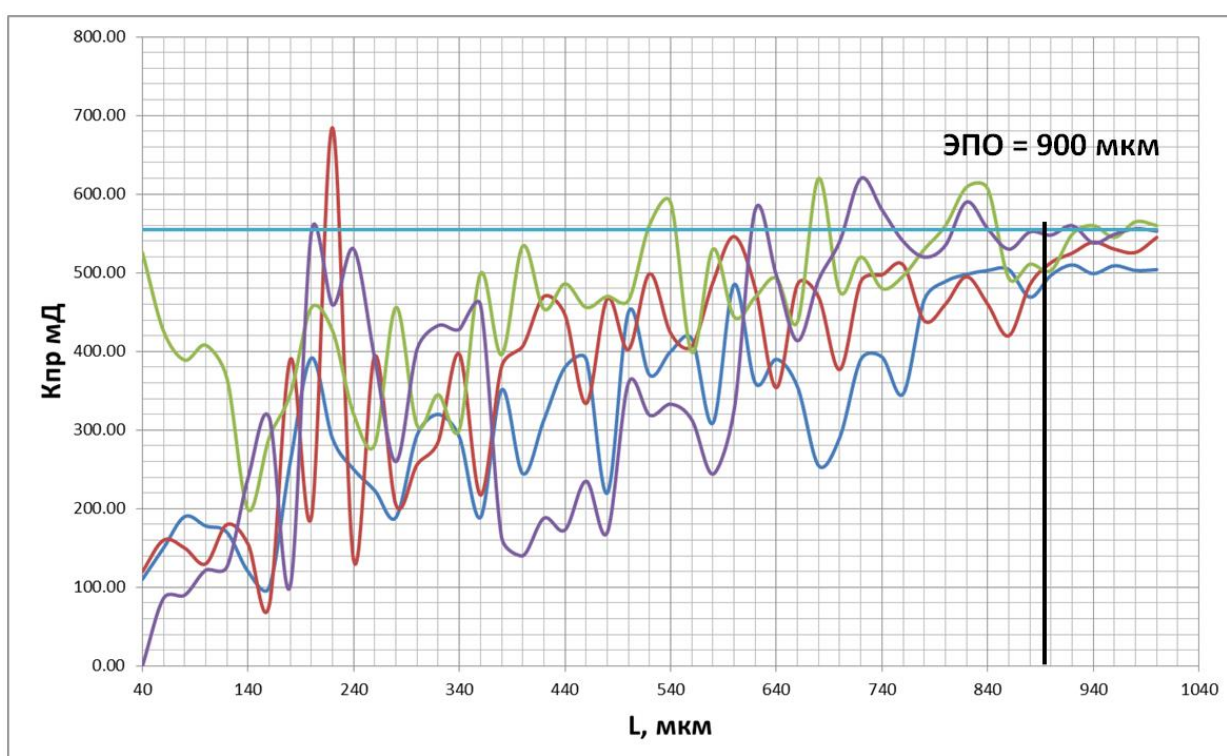


Рис. 3.11 - Зависимость абсолютной проницаемости от размеров расчетной области для различных реализаций стохастической сетевой модели.

ЭПО для абсолютной проницаемости будет равен (900 ± 100) мкм, с учетом принятых приближений, настроечных параметров двухмерной порово-сетевой модели, обеспечивающих максимальную сходимость результатов с керновыми экспериментами.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе проведенного исследования было показано, что элементарный представительный объем является важным параметром, для оценки и апскейлинга фильтрационно-емкостных свойств горной породы. В результате работы были получены следующие выводы:

1. Создана научно-методическая основа для изучения влияния масштабных эффектов на фильтрационно-емкостные свойства горной породы (микроуровень).
2. Разработан и реализован алгоритм стохастического воссоздания топологии порового пространства, основанный на кривых капиллярного давления.
3. Создана физико-математическая модель однофазного потока флюида в пористой среде для прогнозирования фильтрационных свойств горной породы. Модель основана на представлении пористой среды в виде двухмерной сетевой модели.
4. С использованием разработанной модели показано, что для настройки стохастической сетевой модели на керновые исследования необходим подбор корреляционных и топологических параметров, прямое измерение которых невозможно без микро компьютерной томографии образца.
5. Обнаружено, что для двухмерной стохастической сетевой модели неокомских отложений месторождения Западной-Сибири элементарный представительный объем для коэффициента абсолютной проницаемости больше примерно в 1.5 раза, чем элементарный представительный объем для коэффициента пористости.

В дальнейшем предполагается перейти к построению трехмерных моделей для более реалистичного представления структуры пустотного пространства. Порово-сетевые модели дают возможность расчета не только однофазных, но и двухфазных потоков для прогнозирования ОФП, с учетом

масштабных эффектов. Также для восстановления топологически реалистичной структуры пустотного пространства предполагается использование современной микрокомпьютерной томографии.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Д. Тиаб, Э. Ч. Доналдсон, Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов, М.: ООО «Премииум Инжиниринг», 2009.
2. В.Н. Кобранова, Петрофизика, М.: «НЕДРА», 1986
3. К.С. Басниев, Н. М. Дмитриев, Г. Д. Розенберг, Нефтегазовая гидромеханика, Москва – Ижевск, 2005.
4. J. Bear, Dynamics of fluids in porous media. American Elsevier, New York, 1972.
5. П. В. Москалев, В. В. Шитов, Математическое моделирование пористых структур, М.: ФИЗМАТЛИТ, 2007.
6. M. D. Jackson, A. H. Muggeridge, S. Yoshida, H. D. Johnson, Upscaling permeability measurements within complex heterolithic tidal sandstones. Math. Geol., 35(5). P. 446-454, 2003.
7. M. D. Jackson, S. Yoshida, A. H. Muggeridge, H. D. Johnson, Three-dimensional reservoir characterization and flow simulation of heterolithic tidal sandstones. Am. Assoc. Pet. Geol. Bull., 89(4), P.507-528, 2005.
8. П. Ю. Томин О понятии Representative elementary volume // Препринты ИПМ им. М.В.Келдыша. 2011. № 13. 23 с.
9. Y. Anguy, D. Bernard, R. Ehrlich, Towards Realistic Flow Modelling. Creation and Evaluation of Two-Dimensional Simulated Porous Media: an Image Analysis Approach. Surveys in Geophysics, 17, P. 265 – 287, 1996.
10. K. Nordahl, P. S. Ringrose, Identifying the Representative Elementary Volume or Permeability in Heterolithic Deposits Using Numerical Rock Models. Math. Geosci., 40, P. 753-771, 2008.
11. Пособие по выбору решений на базе компьютерной томографии для задач современного производства, группа компаний Остек.

- 12.P. Mostaghimi, Transport Phenomena Modelled on Pore-Space Image, A dissertation submitted to the Department of Earth Science and Engineering of Imperial College London.
- 13.P. van Lingen, J.-M. Daniel, L. Cosentino, M. Sengul, Single Medium Simulation of Reservoirs with Conductive Faults and Fractures. SPE 68165, 2001.
- 14.Ph. Renard, G. de Marsily, Calculating Equivalent Permeability: a Review. Advances in Water Resources, V. 20, N. 5-6, P.253-278, 1997.
- 15.Constantinides, G.N. and A.C. Payatakes, A three dimensional network model for consolidated porous media. Basic studies. Chem. Eng. Comm., 1989. 81: p. 55-81.
- 16.Arns, J.Y., V. Robins, A.P. Sheppard, R.M. Sok, W.V. Pinczewski, and M.A. Knackstedt, Effect of Network Topology on Relative Permeability. Transport in Porous Media, 2004. 55: p. 21-46.
- 17.Sok, R.M., M.A. Knackstedt, A.P. Sheppard, W.V. Pinczewski, W.B. Lindquist, A. Venkatarangan, and L. Paterson, Direct and stochastic generation of network models from tomographic images; effect of topology on residual saturations. Transport in Porous Media, 2002. 46: p. 345-371.
- 18.Fischer, U. and M.A. Celia, Prediction of Relative and Absolute Permeabilities for Gas and Water from Soil Water Retention Curves Using a Pore-Scale Network Model. Water Resources Research, 1999. 35(4): p. 1089 - 1000.
- 19.Dixit, A.B., S.R. McDougall, K.S. Sorbie, and J.S. Buckley, Pore-Scale Modeling of Wettability Effects and Their Influence on Oil Recovery. SPE Reservoir Eval. and Eng. , 1999. 2(1): p. 25 - 36.
- 20.Dixit, A.B., S.R. McDougall, and K.S. Sorbie, A Pore-Level Investigation of Relative Permeability Hysteresis in Water-Wet Systems. SPE Journal, 1998. 3: p. 115 - 23.
- 21.Dillard, L.A. and M.J. Blunt, Development of a Pore Network Simulation Model to Study Nonaqueous Phase Liquid Dissolution. Water Resources Research, 2000. 36(2): p. 439 - 54.

- 22.Dixit, A.B., S.R. McDougall, and K.S. Sorbie, Empirical Measures of Wettability in Porous Media and the Relationship between them Derived from Pore-Scale Modeling. *Transport in Porous Media*, 2000. 40(1): p. 27-54.
- 23.Lenormand, R., C. Zarcone, and A. Sarr, Mechanisms of the displacement of one fluid by another in a network of capillary ducts. *Journal of Fluid Mechanics*, 1983. 135: p. 337-353.
- 24.Jerauld, G.R. and S.J. Salter, The effect of pore-structure on hysteresis in relative permeability and capillary pressure: Pore-level modeling. *Transport in Porous Media*, 1990. 5: p. 103-151
- 25.Mani, V. and K.K. Mohanty, Effect of Pore-Space Spatial Correlations on Two-Phase Flow in Porous Media. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 1999. 23: p. 173-88.
- 26.Knackstedt, M.A., A.P. Sheppard, and M. Sahimi, Pore Network Modelling of Two-Phase Flow in Porous Rock: the Effect of Correlated Heterogeneity. *Advances in Water Resources*, 2001. 24: p. 257-77.
- 27.Ioannidis, M.A. and I. Chatzis, On the geometry and topology of 3D stochastic porous media. *Journal of Colloid and Interface Science*, 2000. 229: p. 323-334.
- 28.Adler, P.M., C.G. Jacquin, and J.A. Quiblier, Flow in Simulated Porous Media. *Int. J. Multiphase Flow*, 1990. 16(4): p. 691-712. 148.
- 29.Adler, P.M., C.G. Jacquin, and J.F. Thovert, The Formation Factor of Reconstructed Porous Media *Water Resources Research*, 1992. 28: p. 1571-76.
- 30.Okabe, H. and M.J. Blunt, Pore Space Reconstruction Using Multiple-Point Statistics. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2005. 46: p. 121-37.
- 31.Okabe, H. and M.J. Blunt, Prediction of permeability for porous media reconstructed using multiple-point statistics. *Physical Review E*, 2004. 70(6): p. 066135.
- 32.Dunsmuir, J.H., S.R. Fergurson, K.L. D'Amico, and J.P. Stokes. X-Ray Microtomography: A New Tool for the Characterisation of Porous Media. in

- Paper SPE 22860, Proceedings of the SPE Annual Meeting. Dallas, TX 6 – 9 October 1991.
33. Arns, C.H., F. Bauget, A. Limaye, A. Sakellariou, T.J. Senden, A.P. Sheppard, R.M. Sok, V. Pinczewski, S. Bakke, L.I. Berge, and P.E. Øren, Pore-Scale Characterisation of Carbonates Using X-Ray Microtomography. *SPE Journal*, 2005. 10(4): p. 475 - 84.
 34. Dong, H., M. Touati, and M.J. Blunt. Pore Network Modeling: Analysis of Pore Size Distribution of Arabian Core Samples. in *SPE Paper 105156, Proceedings of the 15th SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference*. 2007. 11-14th March, Bahrain.
 35. Bryant, S. and M. Blunt, Prediction of relative permeability in simple porous media. *Physical Review A*, 1992. 46(4): p. 2004-2011.30. Bryant, S.L., P.R. King, and D.W. Mellor, Network model evaluation of permeability and spatial correlation in a real random sphere packing. *Transport in Porous Media*, 1993. 11: p. 53-70.
 36. Bryant, S.L., D.W. Mellor, and C.A. Cade, Physically representative network models of transport in porous media. *AIChE Journal*, 1993. 39(3): p. 387-396.
 37. Bryant, S. and S. Raikes, Prediction of Elastic-Wave Velocities in Sandstones using Structural Models. *Geophysics*, 1995. 60(2): p. 437 - 46.
 38. Øren, P.E., S. Bakke, and O.J. Arntzen, Extending Predictive Capabilities to Network Models. *SPE Journal*, 1998. 3: p. 324 - 336.
 39. Øren, P.E. and S. Bakke, Process Based Reconstruction of Sandstones and Prediction of Transport Properties. *Transport in Porous Media*, 2002. 46: p. 311-343.
 40. Bakke, S. and P.E. Øren, 3-D pore-scale modelling of sandstones and flow simulations in the pore networks. *SPE Journal*, 1997. 2: p. 136–149.
 41. Øren, P.E. and S. Bakke, Reconstruction of Berea Sandstone and Pore-Scale Modeling of Wettability Effects. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2003. 39: p. 177 - 99.

42. Biswal, B., C. Manwart, R. Hilfer, S. Bakke, and P.E. Øren, Quantitative Analysis of Experimental and Synthetic Microstructures for Sedimentary Rocks. *Physica A*, 1999. 273: p. 452 - 75.
43. Øren, P.E. and S. Bakke, Process Based Reconstruction of Sandstones and Prediction of Transport Properties. *Transport in Porous Media*, 2002. 46: p. 311-343.
44. Biswal, B., C. Manwart, R. Hilfer, S. Bakke, and P.E. Øren, Quantitative Analysis of Experimental and Synthetic Microstructures for Sedimentary Rocks. *Physica A*, 1999. 273: p. 452 - 75.
45. Pillotti, M., Reconstruction of Clastic Porous Media. *Transport in Porous Media*, 2000. 41: p. 359 - 64.
46. Lindquist, W.B., S.M. Lee, D.A. Coker, K.W. Jones, and P. Spanne, Medial axis analysis of void structure in three-dimensional tomographic images of porous media. *Journal of Geophysical Research*, 1996. 101: p. 8297-8310.
47. Liang, Z., M.A. Ioannidis, and I. Chatzis, Geometric and topological analysis of three-dimensional porous media: Pore space partitioning based on morphological skeletonization. *Journal of Colloid and Interface Science*, 2000. 221: p. 13-24.
48. Sheppard, A.P., R.M. Sok, and H. Averdunk, Improved pore network extraction methods, in *International Symposium of the Society of CoreAnalysts*. 2005: SCA2005-20, 21-25 August, Toronto.
49. Silin, D.B., J. Guodong, and T.W. Patzek. Robust determination of the pore space morphology in sedimentary rocks. in *SPE Paper 84296, Proceedings of the SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. 2003. Denver, Colorado.
50. Silin, D. and T. Patzek, Pore Space Morphology Using Maximal Inscribed Spheres. *Physica A*, 2006. 371: p. 336 - 360.
51. Al-Kharusi, A.S. and M.J. Blunt, Network Extraction from Sandstone and Carbonate Pore Space Images. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2007. 56: p. 219 - 231.

52. Dong, H., Micro-CT Imaging and Pore Network Extraction, in PhD Thesis. 2007, Imperial College London.
53. Dunsmuir, J.H., S.R. Fergurson, K.L. D'Amico, and J.P. Stokes. X-Ray Microtomography: A New Tool for the Characterisation of Porous Media. in Paper SPE 22860, Proceedings of the SPE Annual Meeting. Dallas, TX 6 – 9 October 1991.
54. Bryant, S and M. Blunt, Prediction of relative permeability in simple porous media, Physical Review A, 1992, 46(4): p.2004-2011.
55. Bryant, S.L., P.R. King, and D.W. Mellor, Network model evaluation of permeability and spatial correlation in a real random sphere packing. Transport in Porous Media, 1993. 11: p.53-70.
56. Bryant, S.L., D.W. Mellor and C.A. Cade, Physically representative network models of transport in porous media, AIChE Journal, 1993, 39(3): p.387-396.
57. Bryant, S. and S. Raikers, Prediction of Elastic – Wave Velocities in Sandstones using Structural Models, Geophysics, 1995, 60(2): p. 437-46.
58. Oren, P.E. and S. Bakke, Process Based Reconstruction of Sandstones and Prediction of Transport Properties. Transport in Porous Media, 2002. 46:p. 311-343.
59. Bakke, S. and P.E. Oren, 3-D pore-scale modelling of sandstones and flow simulations in the pore network. SPE Journal, 1997. 2: p.136-149.
60. Oren, P.E. and S. Bakke, Reconstruction of Berea Sandstone and Pore-Scale Modeling of Wettability Effects. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2003. 39:p. 177-199.
61. Ioannidis, M.A., I. Kwiecien, I. Chatzis, I.F. MacDonald, and F.A.L. Dullien, Comprehensive Pore Structure Characterisation Using 3D Computer Reconstruction and Stochastic Modeling. In Paper SPE 38713, Proceedings of the SPE Annual Technical Conference and Exhibition. San Antonio, Texas, 5-8 October 1997.

62. Constantinides, G.N. and A.C. Payatakes, A three dimensional network model for consolidated porous media. Basic studies. Chem. Eng. Comm., 1989.81: p.55-81.
63. Nasiru Abiodun Idowu, Pore-Scale Modeling: Stochastic Network Generation and Modeling of Rate Effects in Waterflooding. A dissertation submitted in fulfillment of the requirements for the Degree of Philosophy of the Imperial College London, July 2009.
64. Øren, P.E., S. Bakke, and O.J. Arntzen, Extending Predictive Capabilities to Network Models. SPE Journal, 1998. 3: p. 324 - 336.
65. Blunt, M.J., M.D. Jackson, M. Piri, and P.H. Valvatne, Detailed physics, predictive capabilities and macroscopic consequences for pore-network models of multiphase flow. Advances in Water Resources, 2002. 25(8): p. 1069-1089.
66. Patzek, T.W., Verification of a Complete Pore Network Simulator of Drainage and Imbibition. SPE Journal, 2001. 6: p. 144 - 156.
67. Valvatne, P.H. and M.J. Blunt, Predictive pore-scale modeling of two-phase flow in mixed wet media. Water Resources Research, 2004. 40: p. W07406.
68. Piri, M. and M.J. Blunt, Three-Dimensional Mixed-Wet Random Pore-Scale Network Model of Two and Three-Phase Flow in Porous Media. I. Model Description. Physical Review E, 2005a. 71(2).
69. Nguyen, V.H., A.P. Sheppard, M.A. Knackstedt, and V.W. Pinczewski, A Dynamic Network Model for Imbibition, in Proceedings of the SPE International Petroleum Conference. 2004: SPE 90365, Puebla, Mexico.
70. S. Chen and G. Doolen, Ann. Rev. Fluid Mech. 8, 2527 (1998).
71. Wolf-Gradrow D. A. A lattice Boltzmann equation for diffusion, Journal of Statistical Physics. 1995. – Vol. 79, No 5-6. – P.1023-1032.
72. Abe T. Derivation of the lattice Boltzmann method by means of the discrete ordinate method for the Boltzmann equation, Journal of Computational Physics. – 1997. – Vol. 131, No 1. – P. 241-246.

73. He X., Luo L.S. Lattice Boltzmann model for the incompressible Navier-Stokes equation, *Journal of Statistical Physics*. – 1997. – Vol. 88, No 3/4. – P. 927 – 944.
74. Fenwick, Darry H, Blunt, Martin J, Calculating three-phase relative permeabilities using network modeling, 1996.
75. Nowroozi, Hojjat; Bozorgmehry Boozarjomehry, Ramin; Jamshidi, Saeid; Pishvaie, Mahmoud Reza, A New Approach for Constructing Pore Network Model of Two Phase Flow in Porous Media, No. 4, 2009.
76. А.А. Игнатъев, М.А. Затевахин, Параллельный метод для решения уравнения Пуассона. Параллельные вычислительные технологии (ПаВТ2009): Труды международной научной конференции (Нижний Новгород, 30 марта – 3 апреля 2009г.). – Челябинск: Изд. ЮУрГУ, 2009. стр.491-495.
77. Селяков В.И., Кадет В.В., Перколяционные модели процессов переноса в микрон неоднородных средах, 1995.
78. Эфрос А.Л. Физика и геометрия беспорядка, М., изд. «Наука», Гл. редакция физ.- мат. литературы, 1982г.
79. Жижимонтов И.Н., Мальшаков А.В. Метод расчета коэффициентов пористости и проницаемости горных пород на основе кривых капиллярного давления, Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика, июнь 2016.
80. Жижимонтов И.Н., Степанов С.В., Шабаров А.Б. Исследование элементарного представительного объема в масштабе порового пространства, Труды IX школы - семинара молодых ученых «Теплофизика, теплотехника, гидрогазодинамика. Инновационные технологии» под руководством Заслуженного деятеля науки РФ, профессора Шабарова А.Б. (Тюмень, 25 - 27 мая.) – ТюмГУ, 2016.



Sine labore non erit
popis in ore

Супервизор пакета ВУЗ: Григорьев Борис
Владимирович

Завершить сеанс

Главная Информационные материалы Наши клиенты Форум Контакты Кабинет пользователя Руководство пользователя

>>> Проверить текст

Отчет о проверке [Вернуться в кабинет](#)

Уважаемый пользователь!

Обращаем ваше внимание, что система Антиплагиат отвечает на вопрос, является ли тот или иной фрагмент текста заимствованным или нет. Ответ на вопрос, является ли заимствованный фрагмент именно плагиатом, а не законной цитатой, система оставляет на ваше усмотрение. Также важно отметить, что система находит источник заимствования, но не определяет, является ли он первоисточником.

Информация о документе:

Имя исходного файла: Жижимонтов.docx
Имя компании: ТюмГУ
Тип документа: Прочее
Имя документа: Жижимонтов.docx
Дата проверки: 23.06.2016 10:06
Модули поиска: Интернет (Антиплагиат), Научные статьи Elibrary, Диссертации и авторефераты РГБ, ТюмГУ

Текстовые

статистики:

Индекс читаемости: сложный
Неизвестные слова: в пределах нормы
Макс. длина слова: в пределах нормы
Большие слова: в пределах нормы

Тип отчета: Улучшенный ▾ | [О типах отчетов](#)

✓	Источник	Ссылка на источник	Коллекция/модуль поиска	Доля в отчете	Доля в тексте
✓	[1] Физика нефтяного пла...	http://otherreferats.allbest.ru/geology/00163895_0.html	Интернет (Антиплагиат)	4.57%	4.57%
✓	[2] Физика нефтегазового...	http://revolution.allbest.ru/physics/00298645_0.html	Интернет (Антиплагиат)	0.01%	4.07%
✓	[3] Физика паласта. Амик...	http://usinsk.vuz.ru/biblio/posob/fizikaplasta.doc#1	Интернет (Антиплагиат)	0.01%	4.02%
✓	[4] Коллекторские свойст...	http://Sfan.ru/wievjob.php?id=2688	Интернет (Антиплагиат)	0.07%	3.31%
✓	[5] Detailed physics, pr...	http://elibrary.ru/item.asp?id=1269767	Научные статьи Elibrary	3.13%	3.13%
✓	[6] Проницаемость на сай...	http://refwin.ru/662368942.html	Интернет (Антиплагиат)	0%	2.28%
✓	[7] Коллекторские свойст...	http://coolreferat.com/Francais_/%D0%9A%D0%BE%D0%BB%D0%BB%D0...	Интернет (Антиплагиат)	0%	2.22%
✓	[8] Модифицированный вар...	http://elibrary.ru/item.asp?id=21785779	Научные статьи Elibrary	1.85%	1.85%
✓	[9] pdf	http://crm.ics.org.ru/uploads/crmissues/crm_2014_3/14303.pdf	Интернет (Антиплагиат)	0.06%	1.78%
✓	[10] Тонин, Павел Юрьевич...	http://dlib.rsl.ru/rsl01004000000/rsl01004971000/rsl01004971...	Диссертации и авторефераты РГБ	1.55%	1.6%
✓	[11] ЗАКОНОМЕРНОСТИ И ТЕХ...	http://elibrary.ru/item.asp?id=24822463	Научные статьи Elibrary	0%	1.45%
✓	[12] Process Based Recons...	http://elibrary.ru/item.asp?id=949043	Научные статьи Elibrary	0.2%	1.09%
✓	[13] Permeability and ele...	http://elibrary.ru/item.asp?id=428994	Научные статьи Elibrary	0.4%	1.07%
✓	[14] Пористость, глинисто...	http://vunivere.ru/work35261	Интернет (Антиплагиат)	1.07%	1.07%
✓	[15] Calibration of a Por...	http://elibrary.ru/item.asp?id=4993370	Научные статьи Elibrary	0.12%	1.06%
✓	[16] Первая группа характ...	http://litcey.ru/fizika/46874/index.html?page=2	Интернет (Антиплагиат)	0.19%	0.95%
✓	[17] Корост, Дмитрий Вяче...	http://dlib.rsl.ru/rsl01005000000/rsl01005429000/rsl01005429...	Диссертации и авторефераты РГБ	0.38%	0.89%
✓	[18] Dynamic modeling of ...	http://elibrary.ru/item.asp?id=1269242	Научные статьи Elibrary	0.16%	0.74%
✓	[19] mecke k. (ed.), stoy...	http://inethub.olvi.net.ua/ftp/library/somelibrary/lib/dvd-0...	Интернет (Антиплагиат)	0.01%	0.6%
✓	[20] Микромеханический ан...	http://fizmathim.com/mikromehchanicheskiy-analiz-techeniya-nen...	Интернет (Антиплагиат)	0.16%	0.57%
✓	[21] Шляховой, Дмитрий Се...	http://dlib.rsl.ru/rsl01004000000/rsl01004643000/rsl01004643...	Диссертации и авторефераты РГБ	0%	0.54%
✓	[22] Полный текст (6/12)	http://istina.msu.ru/media/publications/article/b58/b92/8746...	Интернет (Антиплагиат)	0.53%	0.53%
✓	[23] Пороковый состав	http://www.entelehia.ru/lec-6843.html	Интернет (Антиплагиат)	0.53%	0.53%
			Интернет		

✓ [24]	and	http://fire.nist.gov/bfrlpubs/build02/PDF/b02042.pdf	(Антиплагиат)	0.07%	0.48%
✓ [25]	Сборник лабораторных...	http://dop.uchebalegko.ru/docs/index-64432.html	Интернет (Антиплагиат)	0.45%	0.45%
✓ [26]	Исследование аффлекти...	http://elibrary.ru/item.asp?id=23176454	Научные статьи Elibrary	0%	0.45%
✓ [27]	Калининченко, Ирина В...	http://dlib.rsl.ru/rsl01004000000/rsl01004567000/rsl01004567...	Диссертации и авторефераты РГБ	0%	0.42%
✓ [28]	Харитонов, Александр...	http://dlib.rsl.ru/rsl01002000000/rsl01002317000/rsl01002317...	Диссертации и авторефераты РГБ	0.13%	0.41%
✓ [29]	5 СЕРИЯ «СОВРЕМЕННЫЕ...	http://www.dissers.ru/1/9766-5-seriya-sovremennye-neftegazov...	Интернет (Антиплагиат)	0.38%	0.38%
✓ [30]	Источник 30	http://www.ioffe.org/register/%&Oyr0/?doc=efros/14.tex	Интернет (Антиплагиат)	0.36%	0.36%
✓ [31]	Мерницц Йорг Для усл...	http://dlib.rsl.ru/rsl01002000000/rsl01002619000/rsl01002619...	Диссертации и авторефераты РГБ	0%	0.35%
✓ [32]	Муратов, Александр А...	http://dlib.rsl.ru/rsl01004000000/rsl01004877000/rsl01004877...	Диссертации и авторефераты РГБ	0.17%	0.35%
✓ [33]	Single-Phase Flow of...	http://arxiv.org/pdf/0907.2399.pdf#4	Интернет (Антиплагиат)	0.07%	0.35%
✓ [34]	Минкин, Александр Се...	http://dlib.rsl.ru/rsl01003000000/rsl01003357000/rsl01003357...	Диссертации и авторефераты РГБ	0.02%	0.34%
✓ [35]	Леви, Владислав Бори...	http://dlib.rsl.ru/rsl01003000000/rsl01003376000/rsl01003376...	Диссертации и авторефераты РГБ	0.02%	0.34%
✓ [36]	Кузьмина, Ирина Вл...	http://dlib.rsl.ru/rsl01004000000/rsl01004657000/rsl01004657...	Диссертации и авторефераты РГБ	0%	0.32%
✓ [37]	Барышников, Николай ...	http://dlib.rsl.ru/rsl01007000000/rsl01007508000/rsl01007508...	Диссертации и авторефераты РГБ	0%	0.29%
✓ [38]	Игнатьев, Алексей Ал...	http://dlib.rsl.ru/rsl01006000000/rsl01006525000/rsl01006525...	Диссертации и авторефераты РГБ	0.29%	0.29%
✓ [39]	Автореферат диссрта...	http://voeikovmgo.ru/download/aspirantura/Ignat'ev.pdf	Интернет (Антиплагиат)	0%	0.29%
✓ [40]	Ворончак, Виктор Ива...	http://dlib.rsl.ru/rsl01002000000/rsl01002978000/rsl01002978...	Диссертации и авторефераты РГБ	0%	0.29%
✓ [41]	Мизгулин, Вячеслав В...	http://dlib.rsl.ru/rsl01006000000/rsl01006723000/rsl01006723...	Диссертации и авторефераты РГБ	0%	0.26%
✓ [42]	Исмагилов, Ирек Наил...	http://dlib.rsl.ru/rsl01004000000/rsl01004151000/rsl01004151...	Диссертации и авторефераты РГБ	0%	0.26%
✓ [43]	XI Всероссийский съез...	http://elibrary.ru/item.asp?id=24822451	Научные статьи Elibrary	0%	0.26%
✓ [44]	Распространение и за...	http://elibrary.ru/item.asp?id=23568068	Научные статьи Elibrary	0.25%	0.25%
✓ [45]	Фундаментальная наук...	http://elibrary.ru/item.asp?id=24878269	Научные статьи Elibrary	0%	0.25%
✓ [46]	Максименко, Антон Ал...	http://dlib.rsl.ru/rsl01000000000/rsl01000319000/rsl01000319...	Диссертации и авторефераты РГБ	0%	0.22%
✓ [47]	Кульмаметова ТРЕВОЖ ...		ТюмГУ	0.22%	0.22%
✓ [48]	страх и ужас.канова...		ТюмГУ	0%	0.19%
✓ [49]	АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ...	http://elibrary.ru/item.asp?id=24192183	Научные статьи Elibrary	0%	0.18%
✓ [50]	Юн, Олег Яковлевич д...	http://dlib.rsl.ru/rsl01002000000/rsl01002802000/rsl01002802...	Диссертации и авторефераты РГБ	0%	0.18%
✓ [51]	БАНКОВСКАЯ СИСТЕМА Р...		ТюмГУ	0%	0.18%
✓ [52]	Применение концепций...	http://elibrary.ru/item.asp?id=12378740	Научные статьи Elibrary	0.08%	0.17%
✓ [53]	Сотников, Олег Серге...	http://dlib.rsl.ru/rsl01004000000/rsl01004560000/rsl01004560...	Диссертации и авторефераты РГБ	0.07%	0.17%
✓ [54]	Белова, Анастасия Ви...	http://dlib.rsl.ru/rsl01004000000/rsl01004080000/rsl01004080...	Диссертации и авторефераты РГБ	0%	0.15%
✓ [55]	Мосина, Екатерина Вл...	http://dlib.rsl.ru/rsl01006000000/rsl01006602000/rsl01006602...	Диссертации и авторефераты РГБ	0%	0.15%
✓ [56]	Imbibition in Disord...	http://arxiv.org/pdf/cond-mat/0402201.pdf#5	Интернет (Антиплагиат)	0.12%	0.12%
✓ [57]	ПРИМЕНЕНИЕ ВОДНЫХ РА...	http://elibrary.ru/item.asp?id=15600334	Научные статьи Elibrary	0.12%	0.12%
✓ [58]	ЭФФЕКТИВНАЯ ВЯЗКОСТЬ...	http://elibrary.ru/item.asp?id=11602053	Научные статьи	0%	0.11%

✓	[59] ОБ ИССЛЕДОВАНИИ ФУНК...	http://elibrary.ru/item.asp?id=21276614	Elibrary Научные статьи Elibrary	0%	0.11%
✓	[60] УЧЕБНО-ЭКСПЕРИМЕНТАЛ...	http://elibrary.ru/item.asp?id=18227661	Научные статьи Elibrary	0%	0.1%
✓	[61] ГЕОЛОГИЯ И НЕФТЕГАЗО...	http://elibrary.ru/item.asp?id=23129372	Научные статьи Elibrary	0%	0.1%
✓	[62] Фильтрационный эффек...	http://elibrary.ru/item.asp?id=11754140	Научные статьи Elibrary	0%	0.09%

Пересчитать Другие действия Печать

Оригинальные блоки: 82.18%
Заемствованные блоки: 17.82%
Заемствование из "белых" источников: 0%
Итоговая оценка оригинальности: **82.18%**